

Série
ESTUDOS DE LONGO PRAZO

NOTA TÉCNICA PR 07/18

**Premissas e Custos da Oferta de
Energia Elétrica**
no horizonte 2050

Rio de Janeiro
Novembro de 2018



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "double sided")



Ministério de Minas e Energia

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento

Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Secretário de Petróleo, Gás e Combustíveis

João Vicente de Carvalho Vieira

Secretário de Geologia, Mineração e

Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz

Ministério das Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios – Bloco "U" – 5º andar

70065-900 – Brasília – DF

Tel.: (55 61) 2032 5555

www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa de Pesquisa Energética

Presidente

Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e

Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Sede

SAN – Quadra1 – Bloco "B" – 1º andar

70051-903 – Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º andar

20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Tel.: (55 21) 35123100 | Fax: (55 21) 3512 3199

www.epe.gov.br

Participantes - EPE

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

EMILIO H. MATSUMURA

THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

SUPERINTENDÊNCIA DE ESTUDOS ECONÔMICOS E ENERGÉTICOS

JEFERSON BORGHETTI SOARES (COORDENAÇÃO EXECUTIVA)

LUCIANO BASTO OLIVEIRA (COORDENAÇÃO TÉCNICA)

ALLEX YUJHI GOMES YUKIZAKI

ANDRÉ LUIZ RODRIGUES OSÓRIO

ARNALDO DOS SANTOS JUNIOR

BIANCA NUNES DE OLIVEIRA

DANIEL KÜHNER COELHO

GABRIEL KONZEN

MARCELO COSTA ALMEIDA

MÁRCIA ANDREASSY

RENATA DE AZEVEDO MOREIRA DA SILVA

SUPERINTENDÊNCIA DE PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO

JORGE TRINKENREICH (COORDENAÇÃO EXECUTIVA)

PATRICIA COSTA GONZALEZ DE NUNES (COORDENAÇÃO TÉCNICA)

DAN ABENSUR GANDELMAN

FERNANDA GABRIELA BATISTA DOS SANTOS

FLÁVIO ALBERTO FIGUEREDO ROSA

GUSTAVO BRANDÃO HAYDT DE SOUZA

JOANA D'ARC DE FRANÇA CORDEIRO

RENATO HADDAD SIMÕES MACHADO

RENATA NOGUEIRA FRANCISCO DE CARVALHO

RONALDO ANTONIO DE SOUZA

TEREZA CRISTINA PAIXAO DOMINGUES

THAIS IGUCHI

THIAGO CORREA CESAR

SUPERINTENDÊNCIA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

MARCOS BRESSANE (COORDENAÇÃO EXECUTIVA)

TIAGO CAMPOS RIZZOTTO

PRISCILLA DE CASTRO GUARINI

SUPERINTENDÊNCIA DE PROJETOS DE GERAÇÃO

BERNARDO FOLLY DE AGUIAR (COORDENAÇÃO EXECUTIVA)

THIAGO IVANOSKI TEIXEIRA (COORDENAÇÃO TÉCNICA)

DIEGO PINHEIRO DE ALMEIDA

GUILHERME MAZOLLI FIALHO

JOSINA SARAIVA XIMENES

MARCELO WENDEL

MARIA REGINA TOLEDO

MARIANA DE QUEIROZ ANDRADE

SUPERINTENDÊNCIA DE MEIO AMBIENTE

ELISANGELA MEDEIROS DE ALMEIDA (COORDENAÇÃO EXECUTIVA)

GLAUCE MARIA LIEGGIO BOTELHO (COORDENAÇÃO TÉCNICA)

HERMANI DE MORAES VIEIRA

ANA DANTAS MENDEZ DE MATTOS

ANDRÉ LUIZ ALBERTI

CARLOS FREDERICO S. MENEZES

CAROLINA MARIA H. DE G. A. FEIJÓ BRAGA

CRISTIANE MOUTINHO COELHO

DANIEL DIAS LOUREIRO

GUILHERME DE PAULA SALGADO

GUSTAVO FERNANDO SCHMIDT

JULIANA VELLOSO DURÃO

LEYLA ADRIANA FERREIRA DA SILVA

MARCOS RIBEIRO CONDE

MARIANA LUCAS BARROSO

PAULA CUNHA COUTINHO

RODRIGO VELLARDO GUIMARÃES

SILVANA ANDREOLI ESPIG

VALENTINE JAHNEL

VERÔNICA SOUZA DA MOTA GOMES

VINICIUS MESQUITA ROSENTHAL

Participantes – MME

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

UBIRATAN FRANCISCO CASTELLANO

EQUIPE TÉCNICA

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – SPE

DIE - DEPARTAMENTO DE INFORMAÇÕES E ESTUDOS ENERGÉTICOS

DANIELE DE OLIVEIRA BANDEIRA

GILBERTO KWITKO RIBEIRO

JOÃO ANTÔNIO MOREIRA PATUSCO (CONSULTOR)

MÔNICA CAROLINE MANHÃES DOS SANTOS

THENARTT VASCONCELOS DE BARROS JUNIOR

DDE – DEPARTAMENTO DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

CARLOS ALEXANDRE PRINCIPE PIRES

LIVIO TEIXEIRA DE ANDRADE FILHO

LUIS FERNANDO BADANHAN

MARIZA FREIRE DE SOUZA

SAMIRA SANA FERNANDES DE SOUSA CARMO

SÉRGIO FERREIRA CORTIZO

DPE – DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

ADRIANO JERONIMO DA SILVA

CÁSSIO GIULIANI CARVALHO

CHRISTIANY SALGADO FARIA

CONSULTORES

ALLAN PARENTE VASCONCELOS

CERES CAVALCANTI – CGEE

RICARDO GONÇALVES A. LIMA

EQUIPE DE APOIO

AZENAITE RUIVO ADVINCOLA RORIZ

MATHEUS DUTRA VILELA (ESTAGIÁRIO)

RENATA GONÇALVES VIEIRA (ESTAGIÁRIA)

SUELLEN DE ALMEIDA LOPES (ESTAGIÁRIA)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)

Série
ESTUDOS DE LONGO PRAZO

NOTA TÉCNICA PR 07/18

**Premissas e Custos da Oferta
de Energia Elétrica**
*no horizonte 2050***SUMÁRIO**

SUMÁRIO EXECUTIVO	13
APRESENTAÇÃO	13
1 EXPANSÃO DA OFERTA DE ELETRICIDADE NO BRASIL	21
2 ASPECTOS TECNOLÓGICOS E DE CUSTOS PARA AS FONTES DE GERAÇÃO	26
2.1 Usinas Hidrelétricas	26
2.2 Usinas Eólicas	35
2.2.1 Eólica Onshore	35
2.2.2 Eólica Offshore	46
2.3 Usinas Solares	51
2.3.1 Fotovoltaica	51
2.3.2 Heliotérmica (CSP)	59
2.4 Usinas Nucleares	65
2.5 Usinas Termelétricas a Carvão Mineral	77
2.6 Usinas Termelétricas a Gás Natural	86
2.7 Usinas Termelétricas a Biomassa	91
2.8 Usinas de Potência Complementar	97
2.9 Outras Fontes de Geração e Inovações Tecnológicas	97
2.10 CUSTOS DE TRANSMISSÃO	100
2.11 CUSTOS SOCIOAMBIENTAIS	103
3 PREMISSAS PARA EXPANSÃO	110
3.1 Premissas de Demanda	110
3.1.1 Requisito de Geração x GD x Autoprodução	110

3.1.2	Requisito de Geração: Carga x Ponta	110
3.1.3	Requisito de Geração: Potencial x Carga de Energia	111
3.1.4	Autoprodução Não injetada na Rede	112
3.1.5	Recursos Energéticos Distribuídos	112
3.2	Premissas Econômicas Consideradas	113
3.3	Premissas básicas para a formulação das alternativas de expansão e desafios	114
3.3.1	Fontes e Tecnologias consideradas no PNE	116
4	ANEXOS	117
4.1	Custo nivelado	117
4.2	Quadro Resumo	118
4.3	Curva de Custos	119
5	REFERÊNCIAS	121

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Potência de usinas hidrelétricas reversíveis em operação no Mundo	28
Tabela 2. Valores de investimento - Empreendimentos participantes dos leilões de energia nova	31
Tabela 3. Valores de investimento - empreendimentos participantes dos leilões de energia nova - PCH	32
Tabela 4. Custo médio unitário por faixa de potência	33
Tabela 5. Custos médio unitário de O&M por faixa de potência	34
Tabela 6. Parâmetros para as hidrelétricas no longo prazo	34
Tabela 7. Parâmetros de custo	46
Tabela 8. Fatores de capacidade por localização	48
Tabela 9. Parâmetros de custos internacionais	50
Tabela 10. Parâmetros de custo	50
Tabela 11. Eficiência típica dos módulos fotovoltaicos	52
Tabela 12. Parâmetros da geração fotovoltaica centralizada	57
Tabela 13. Parâmetros técnico-econômicos de geração heliotérmica com armazenamento	63
Tabela 14. Tipos de reatores em operação	66
Tabela 15. Modelos comerciais de Reatores da Geração III	68
Tabela 16. Características e Parâmetros Operacionais de Seis Reatores Geração IV em Desenvolvimento	70
Tabela 17. Composição do Custo de Capital para Novos Projetos de Reatores	72
Tabela 18. Custos de Investimento por país	73
Tabela 19. Dados Internacionais sobre Custos de O&M	74
Tabela 20. Custo do Combustível	76
Tabela 21. Parâmetros técnico-econômicos de termelétricas - Geração Nuclear	77
Tabela 22. Classificação das tecnologias (temperatura e pressão)	78
Tabela 23. Custos de Projetos Termelétricos a Carvão Mineral	80
Tabela 24 - Dados Internacionais sobre Custos de O&M	82
Tabela 24. Composição dos Custos de Termelétricas à Carvão Mineral	82
Tabela 26. CVU das UTEs a carvão nacional em operação	85
Tabela 27. Parâmetros técnico-econômicos para geração à carvão nacional	85
Tabela 28. Custos de investimento para a geração termelétrica a gás natural	87
Tabela 29. Custos de O&M para a geração termelétrica a gás natural	89
Tabela 30. Custo do combustível, eficiência e fator de capacidade para a geração termelétrica a gás natural	90
Tabela 31. Parâmetros técnico-econômicos de termelétricas a gás natural	90
Tabela 32. Parâmetros técnicos de um empreendimento usando ciclo vapor com condensação e extração, consumindo apenas bagaço	93
Tabela 33. Parâmetros técnico-econômicos de biomassa	96
Tabela 34. Estimativa de expansão do SIN - PDE 2026	101
Tabela 35. Custos unitários para os troncos de interligação	103

Tabela 36. Composição dos custos socioambientais de investimentos em UHES	104
Tabela 37. Resumo dos Custos por fonte	109
Tabela 38. Síntese dos dados de projetos geradores usados nos estudos PNE 2050	118

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Médias de potência nominal das turbinas, diâmetro do rotor e altura do cubo	36
Figura 2 - Evolução dos diâmetros dos aerogeradores	37
Figura 3 - Evolução das alturas do eixo do cubo	37
Figura 4 - Evolução da potência nominal dos aerogeradores	38
Figura 5 - Fatores de capacidade médios, com base no P50	39
Figura 6 - Média dos fatores de capacidade (%), com base no P50, por estado a partir de 2016	40
Figura 7 - Empreendimentos eólicos - potência total cadastrada (MW), por região, leilão e ano	41
Figura 8 - Peso relativo dos custos no orçamento total dos projetos	43
Figura 9 - Custos de investimento dos empreendimentos habilitados, por ano, em R\$/kW	44
Figura 10 - Preço de contratação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia do ACR e energia contratada	45
Figura 11 - Evolução do porte dos empreendimentos offshore 1983 a 2016	47
Figura 12 - Preços médios do módulo solar fotovoltaico na Europa por fabricante e preços médios anuais dos módulos por mercado entre 2015 e 2016	55
Figura 13 - Custos de investimento decrescentes para sistemas fotovoltaicos	58
Figura 14 - Custo de investimento e fatores de capacidade de projetos de CSP por quantidade de armazenamento, 1984-2016	62
Figura 15 - Projetos de CSP com custos de investimento por tamanho do projeto, tipo de coletor e quantidade de armazenamento, 2009-2016.	62
Figura 16 - Curva de custos de investimento decrescentes para sistemas heliotérmicos	64
Figura 17 - Preços do U3O8 no mercado spot e mercado futuro (US\$/libra)	75
Figura 18 - Participação do custo do combustível e custo de O&M nos custos de produção	75
Figura 19 - Custo de Investimento US\$/kW- Carvão Mineral	81
Figura 20 - Evolução dos preços nacionais e internacionais do carvão vapor (US\$/t)	84
Figura 21 - Representação esquemática simplificada das principais rotas de aproveitamento energético da biomassa	91
Figura 22 - Custos de investimento em geração elétrica a biomassa de cana (bagaço) dos empreendimentos vencedores de leilões de energia no ambiente regulado.	94
Figura 23 - Custos de investimento em geração elétrica a cavaco de madeira dos empreendimentos vencedores de leilões de energia no ambiente regulado.	95
Figura 24. Requisito de Geração x GD x Autoprodução	110
Figura 25. Requisito de Geração: Carga x Ponta	111
Figura 26. Requisito de Geração: Potencial x Carga de Energia	111
Figura 27. Autoprodução Não injetada na Rede	112
Figura 28. Contribuição para a eficiência energética	113
Figura 29. Curva de custos	119

APRESENTAÇÃO

Oferta de Energia Elétrica - Premissas e Condicionantes no Horizonte 2050 se destina a apresentar as premissas adotadas nos estudos de planejamento da expansão da geração e troncos de interligação do sistema elétrico brasileiro para o período.

O PNE 2050 é o segundo estudo de longo prazo realizado pela EPE, em parceria com o Ministério de Minas e Energia. O PNE 2030 foi publicado em 2007 e é considerado um marco na retomada do planejamento energético nacional, posto que deu início à produção de estudos governamentais de planejamento integrado de energia. Os resultados obtidos com a primeira produção dão a exata dimensão de sua importância. A publicação tem sido referência em cenários de estudos econômico-energéticos de longo prazo, sendo utilizada nas diversas esferas governamentais e em estudos sobre energia produzidos pelos mais diversos setores da sociedade.

Após a publicação do PNE 2030, ocorreram eventos de suma importância para o setor energético, dentre os quais a crescente dificuldade para o pleno aproveitamento do potencial hidrelétrico na matriz nacional; a competitividade econômica alcançada pela geração eólica no país; o acidente nuclear de Fukushima, no Japão, que aumentou os temores da sociedade com relação ao uso da energia nuclear para geração de eletricidade; a forte redução de custos de produção de tecnologias de aproveitamento solar; o impressionante crescimento da produção de combustíveis fósseis não convencionais (*shale oil* e *shale gas*) nos Estados Unidos; o prolongamento da crise econômica e financeira mundial de 2008 e a crescente preocupação com as mudanças climáticas globais. O impacto desses eventos no uso das diversas fontes energéticas do país impôs a revisão das análises e projeções de longo prazo feitas anteriormente, resultando na elaboração do PNE 2050.

Neste segundo plano foi adotado um horizonte de planejamento mais longo, de cerca de 40 anos, com o intuito de permitir incorporar nas análises as inovações tecnológicas disruptivas e aspectos econômicos, ambientais e de segurança energética que resultem em mudanças importantes no padrão de consumo de energia e de exploração das fontes.

O PNE 2050 contribui para a consecução da finalidade da EPE de prestar serviços na área de estudos e pesquisas na área energética, bem como para a consolidação do planejamento energético nacional.

Boa leitura!

SUMÁRIO EXECUTIVO

Alguns fatos relevantes veem alterando significativamente a percepção dos agentes quanto à evolução da competitividade relativa das diversas fontes de geração disponíveis no país e conseqüentemente de sua participação potencial no “mix” do parque gerador de energia elétrica no horizonte 2050. Dentre estes fatos, pode-se citar: o expressivo aumento da competitividade da energia eólica e solar fotovoltaica, a questão da competitividade da energia nuclear, e as restrições ambientais, tanto para o licenciamento de grandes hidrelétricas, sobretudo na Amazônia, quanto para o aumento das emissões de gases de efeito estufa (GEE) em usinas termelétricas a combustíveis fósseis (principalmente, carvão mineral e óleos combustíveis). Além disso, permanecem as questões (levantadas nos workshops temáticos realizados no MME) sobre algumas questões fundamentais, que condicionam a elaboração de cenários de longo prazo para a expansão da oferta de energia elétrica no Brasil, tais como:

- O comportamento do preço internacional do petróleo (e o do gás natural liquefeito (GNL), por associação) assegurando a competitividade das fontes renováveis no mercado mundial.
- As descobertas de petróleo e gás na camada pré-sal que assegurem uma penetração em larga escala da geração termelétrica a gás natural na matriz elétrica brasileira.
- O avanço de tecnologia nucleares (Geração III e III+), pequenos reatores modulares e o desenvolvimento da fusão nuclear. O impacto sobre os custos de produção das novas centrais nucleares.
- As novas tecnologias mais eficientes para as termelétricas a combustíveis (carvão limpo, gás de xisto, CCS, etc.) com capacidade de redução das emissões de GEE, evitando-se o agravamento das mudanças climáticas. A taxaço das emissões de carbono no Brasil em um futuro próximo como alternativa de mitigação.
- O papel da eólica offshore no longo prazo e os custos associados.
- A participação dos veículos elétricos, híbridos e movidos a célula combustível (hidrogênio) na frota brasileira no horizonte até 2050.
- A incorporação das tecnologias de “smart grid” nas redes de transmissão e distribuição de energia elétrica impactando na competição entre as formas emergentes de Geração Distribuída e as formas convencionais de Geração Centralizada.

Os itens a seguir procuram apresentar uma breve caracterização técnico-econômica das principais fontes de geração de energia elétrica consideradas, tais como percebidas hoje.

Usinas Hidrelétricas

O potencial hidrelétrico remanescente compreende diferentes tipos de aproveitamento hidrelétrico, específicos para cada local e cada região, os quais para efeito dos estudos de planejamento de longo prazo serão agrupados em duas categorias: usinas hidrelétricas (UHE) e pequenas centrais hidrelétricas (PCH).

De um modo geral, os grandes aproveitamentos hidrelétricos têm como vantagem sua economia de escala e apresentam baixos custos de geração, principalmente quando comparados com os custos das demais fontes de geração de energia elétrica.

A hidreletricidade caracteriza-se por ser uma tecnologia de investimento intensivo em capital, sendo cada projeto definido de acordo com as características do local onde se pretende construir, e como consequência, com soluções técnicas particulares. São necessários anos para sua construção, assim como um tempo usualmente longo para o desenvolvimento do projeto técnico (inventário, estudos de viabilidade técnica e econômica, etc.) e obtenção das licenças ambientais.

Nos estudos de longo prazo, utiliza-se uma amostra maior para a estimativa dos custos de investimento dos projetos hidrelétricos, devido à variabilidade das características do empreendimento em função das características do local onde se pretende construir.

No que diz respeito às usinas reversíveis (UHR), com a maior participação de fontes renováveis intermitentes nos sistemas de geração de vários países do mundo, as UHRs têm sido também indicadas para armazenar excedentes de eletricidade nos momentos do dia em que os ventos e/ou radiação solar são mais favoráveis, para serem utilizados num momento posterior, em que capacidade de geração dos parques eólicos e/ou painéis fotovoltaicos é reduzida ou mesmo nula. Este armazenamento, embora envolva perdas, permite reduzir a necessidade de geração térmica a combustível fóssil, que é indesejável pelos elevados custos operacionais e emissões de gases de efeito estufa. Outra contribuição, talvez de maior importância, é a utilização de UHRs para serviços auxiliares, como regulação de tensão através da geração de reativos, acompanhamento de carga (*load following*), controle de frequência e reserva girante (*spinning reserve*).

Usinas Eólicas Onshore e Offshore

Preocupações com a integração e estabilidade da rede devido às grandes penetrações de energia proveniente de eólicas estão em voga. Tais preocupações colocam em dúvida a real possibilidade de integração de grandes quantidades de eólica no sistema. Dos desafios mais recorrentes podemos citar como os mais importantes, a intermitência do recurso no curto prazo e seu atendimento de ponta, a capacidade transmissão de grandes blocos de energia e confiabilidade da rede.

Os custos de fabricação de aerogeradores e os custos associados caíram substancialmente durante a última década, enquanto aumentaram a qualidade e o tamanho dos aerogeradores. Além da melhoria técnica, se pôde observar também uma redução de custos através de economias de escala, resultantes da melhoria contínua do processo de fabricação e métodos de instalação e produtos. O crescimento da competitividade da energia eólica no Brasil se traduz nos preços da energia contratada desta fonte ao longo dos anos nos leilões de energia.

No caso das eólicas offshore, tecnologia ainda não explorada no país, mas de enorme potencial, conta atualmente com três projetos em andamento. No Brasil, os fatores de capacidade das medições realizadas pela Marinha do Brasil apontam boa qualidade nos ventos e se torna necessário um maior aprofundamento no trabalho de medição.

Usinas Solares

Uma planta geradora fotovoltaica é muito simples, sendo basicamente uma ampliação de um sistema de pequeno porte. Esta simplicidade se reflete em pouco tempo necessário para construir uma central fotovoltaica, em geral menos que um ano.

Ao contrário de muitas tecnologias convencionais de geração elétrica, a fotovoltaica e a heliotérmica têm experimentado uma redução de custos ao longo dos últimos anos, derivada de inovações tecnológicas, aumentos na eficiência e economia de escala, principalmente. Esta redução de custos tem sido crucial na difusão de sistemas fotovoltaicos e usinas heliotérmicas durante a última década. Em geral, para as duas tecnologias, estima-se que a tendência continue ao longo do horizonte 2050, embora as quedas mais acentuadas devam acontecer ainda no horizonte decenal.

Os custos de investimento de sistemas fotovoltaicos (inversor, módulo e balance of system components - BOS) devem reduzir mais de 30% entre 2020 e 2050. O aperfeiçoamento das tecnologias de armazenamento de eletricidade em grande escala deve revolucionar a geração fotovoltaica, no entanto, ainda constituem fatores de incertezas para o longo prazo no que se refere às perspectivas tecnológicas e custos.

Usinas Nucleares

A relevância do papel da energia nuclear no desenvolvimento de matrizes energéticas mais limpas é um dos motivos pelo qual muitos países estão se voltando na investigação e no desenvolvimento desta tecnologia de geração.

No que tange ao cenário tecnológico, reatores nucleares de Geração III e III+ configuram-se como candidatos potenciais para a hipótese de expansão da geração nuclear na matriz elétrica pelos seguintes motivos: (i) características de segurança passiva, simplificação significativa de projeto, cumprimento das normas regulatórias e menores custos de instalação e de O&M; (ii) tendência (padronização) da indústria na utilização deste tipo de reator e (iii) modularidade e simplificação de projeto.

De maneira geral, cerca de dois terços do custo do empreendimento nuclear são representados pelos custos de investimentos básicos. Os custos de financiamento dependem da taxa de juros da dívida, da proporção da dívida e, em última análise, do tempo considerado necessário para a recuperação do capital. A tendência após as realizações das revisões de custo que se elevaram após acidente de Fukushima é o recuo dos custos de investimento alinhado ao cenário tecnológico.

Usinas Termelétricas a Carvão Mineral

O desenvolvimento tecnológico da geração a carvão mineral tem sido direcionado para o aumento da eficiência térmica em compasso com a redução de emissões. Neste aspecto deve-se ter em conta que, muitos países apostam no desenvolvimento de tecnologias inovadoras de carvão que visam à redução de emissões de CO₂ através do aumento de eficiência dos processos e da adição de sistemas de captura e armazenamento de carbono (como a pré-combustão, pós combustão, oxcombustão e biofixação) associadas a outras boas práticas ambientais que reduzem impactos. Em qualquer caso, mecanismos de mitigação ambiental envolvem custos que podem elevar substancialmente o custo de investimento da geração de eletricidade a partir do carvão.

As rotas tecnológicas para o carvão mineral nacional terão que buscar soluções para as questões do uso do carvão nacional de forma mais limpa, eficiente e econômica. Estas questões obrigatoriamente passam pelo aproveitamento do carvão nacional para a carboquímica, geração de co-produtos que contribua de forma efetiva para a redução dos gases de efeito estufa.

Usinas Termelétricas a Gás Natural

A despeito do setor de gás natural caracterizar-se por apresentar pequenos avanços no curto prazo, principalmente pela restrição do sistema de logística de transporte e pela capacidade de processamento e prospecção, o cenário mundial e nacional para o gás natural foi o que mais apresentou eventos novos e significativos no último quinquênio.

No âmbito interno, o PNE 2030 já previa uma contínua elevação da participação do gás natural na matriz energética nacional, decorrente da elevação da produção nacional e a manutenção das importações. Esta tendência se confirmou com as ocorrências recentes. De fato, dentre as fontes primárias de energia que compõem a matriz, o gás natural foi uma das que tiveram maior crescimento quando se analisa a participação por fonte.

Apesar de serem tecnologias maduras e dominadas por vários fabricantes mundiais, o valor do investimento em turbinas varia de acordo com as características do projeto. As incertezas sobre os custos de investimento futuro em turbinas a gás e tecnologias de ciclo combinado são baixas. Embora seja possível admitir que configurações mais avançadas possam ser desenvolvidas ao longo das próximas décadas.

Usinas Termelétricas a Biomassa

O potencial de geração de energia elétrica está intimamente ligado à oferta de resíduos (bagaço e palha) produzidos pelo setor, que, por sua vez, é função do nível de produção de açúcar e etanol e da tecnologia utilizada.

Apesar da benéfica complementaridade sistêmica da safra aos ciclos hidrológicos, esta sazonalidade ainda interfere negativamente na análise microeconômica dos empreendimentos, uma vez que os equipamentos ficam ociosos por alguns meses.

Em virtude de nenhum dos empreendimentos inaugurados nos últimos anos utilizar ciclo de contrapressão, considerou-se que esta tecnologia entrou na faixa de desuso e não participará da expansão. Por outro lado, a tecnologia de gaseificação com ciclo combinado, por conta da inexistência de plantas comerciais e por seus custos elevados, mostrou-se como opção viável apenas para a última década do horizonte em voga. Ainda assim, a expansão do setor de cogeração sucroalcooleira acabou sendo atendida somente pelo *ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração*, que podem operar de forma integrada ao processo produtivo ou isoladamente.

Quanto aos demais coprodutos, como vinhaça e palha, algumas simulações realizadas pela EPE mostraram que a geração de energia elétrica a partir destes coprodutos não conseguiria competir com as demais fontes. Assim, admitiu-se que estes coprodutos não serão aproveitados neste horizonte, uma vez que os custos previstos para estas fontes são bastante superiores aos custos do bagaço.

De um lado, a ociosidade das usinas à bagaço por quatro meses (considerando que um é necessário para manutenção) gera uma oportunidade aos resíduos agrícolas (cavaco e floresta energética), reiterada pela Política Nacional de Mudanças Climáticas no tocante à redução de emissões do setor energético. Estes empreendimentos veem se revelando competitivos nos leilões de energia, face aos condicionantes técnicos e econômico-financeiros ora configurados no passado recente que encerravam por dificultarem a concretização destes empreendimentos.

Usinas de Potência Complementar

A inserção crescente na matriz elétrica brasileira de geração renovável com grande variabilidade (eólica e solar) requer, no longo prazo, interconexões, gerenciamento da demanda e a contratação de potência complementar de reserva, como baterias, hidrelétricas reversíveis ou, no curto e médio prazo, turbinas a gás, que podem ser acionadas de forma rápida em caso de falta de ventos ou de irradiação solar adequada. Assim, a disponibilidade do gás natural pode vir a caracterizar-se como uma condicionante importante no planejamento da expansão da geração de energia. Por isso, o preço do combustível se caracteriza como um importante requisito ao aproveitamento do energético.

Outras Fontes de Geração e Inovações Tecnológicas

O contínuo processo de desenvolvimento tecnológico do setor energético, além de viabilizar novas fontes alternativas de geração de energia elétrica, pode aperfeiçoar o sistema existente, bem como, alterar substancialmente as características dos serviços que serão prestados no

futuro como a Rede Inteligente (“Smart Grid”) e os Veículos Elétricos conectáveis à rede elétrica (“Plug-in Electric Vehicles”).

Dentre as fontes alternativas de geração, a energia dos oceanos, energia geotérmica e variação de salinidade destacam-se como fontes renováveis de energia com potencial de ser explorada. Algumas destas tecnologias encontram-se ainda em fase experimental, mas vem despertando interesse por seu baixo impacto ambiental, grande previsibilidade, alta densidade energética e amplas perspectivas de evolução técnica.

Entretanto, dependendo do ritmo de amadurecimento dessas tecnologias, elas podem encontrar nichos específicos na matriz elétrica brasileira, ainda no horizonte até 2050, como no setor de transporte, geração em sistemas isolados e etc.

1 EXPANSÃO DA OFERTA DE ELETRICIDADE NO BRASIL

Preocupações com relação à segurança energética e às mudanças climáticas são crescentes no Brasil e no mundo. No que tange ao setor energético, políticas públicas modernas buscam responder essas preocupações promovendo o desenvolvimento e uso de tecnologias mais eficientes e uma maior participação de fontes renováveis no atendimento à demanda de energia. Estas preocupações surgiram da percepção de que o suprimento de energia é essencial para a subsistência e a prosperidade de uma sociedade, as fontes fósseis e nuclear são finitas e, na queima de combustíveis fósseis há emissões de gases poluentes, dentre os quais os gases de efeito estufa, que contribuem para a elevação da temperatura do planeta.

No Brasil, a Lei 9478/1997, que dispõe sobre a política energética nacional, preconiza a utilização de fontes renováveis de energia, a promoção da conservação da energia, a proteção ambiental e a mitigação das emissões de gases de efeito estufa e de poluentes nas soluções energéticas para o país. Estas soluções, vale ressaltar, incluem também a preocupação com o suprimento de energia de forma econômica e confiável.

Considerando que qualquer transformação energética invariavelmente causa impactos socioambientais, que a mitigação e/ou compensação destes impactos resulta em custos adicionais, e que fontes renováveis de energia são intrinsecamente incertas e variáveis, o suprimento de energia sempre apresentar-se-á como um problema com objetivos múltiplos e conflitantes, não sendo trivial, por vezes, sua solução. De fato, a dificuldade maior está na escolha de uma dentre muitas soluções que geralmente existem, algumas das quais incorrendo em distintos impactos socioambientais, nem sempre passíveis de uma comparação objetiva, além de comprometerem diferentemente a economicidade e/ou a confiabilidade do atendimento à demanda.

Historicamente, a hidreletricidade tem sido a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro¹ (59,4% de participação em 2017), tanto pela sua eficiência, competitividade econômica quanto pela abundância deste recurso energético a nível nacional. Além disto, trata-se de uma fonte com elevada flexibilidade operativa, capaz de responder às flutuações de demanda quase instantaneamente. A construção de usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação, interligações regionais e parque gerador termelétrico em regime operativo complementar foram as soluções até então aqui adotadas para mitigar a incerteza hidrológica, e explorar, com ganhos sinérgicos significativos, as diferenças sazonais dos regimes de chuvas das inúmeras bacias hidrográficas brasileiras.

Apesar das inúmeras vantagens, a hidreletricidade enfrenta atualmente dificuldades para sua expansão relacionados a vários fatores, como as interferências socioambientais e/ou o financiamento dos elevados investimentos a ela associados, principalmente para projetos hidrelétricos de grande porte. Ressalta-se que 70% do potencial inventariado brasileiro por ser explorado situa-se na Amazônia, região que possui cerca de metade de sua extensão coberta

¹ Aproximadamente 65% da oferta interna de energia elétrica em 2014 (incluindo a importação da parte paraguaia da usina hidrelétrica de Itaipu e autoprodução). Esta participação já foi superior a 90% nas décadas de 80 e 90, reduzindo para cerca de 80% na primeira década do século XXI.

por áreas protegidas (unidades de conservação, terras indígenas e terras ocupadas por remanescentes das comunidades dos quilombos) e distante dos grandes centros de consumo. Trata-se de um grande desafio à exploração desse potencial de forma compatível com as políticas de proteção socioambiental para a região, além de envolver investimentos adicionais em longas linhas de transmissão para escoamento da produção de eletricidade. Adicionalmente, a forte sazonalidade dos rios da Amazônia somada à exploração desse potencial através de usinas hidrelétricas a fio d'água, resultará numa produção de eletricidade bastante reduzida nos meses secos desta região, impactando a operação do sistema como um todo, questão que deverá merecer maior atenção dos planejadores do ponto de vista da operação elétrica e energética.

Plantas de cogeração a bagaço de cana-de-açúcar e parques eólicos foram introduzidos na matriz elétrica brasileira em anos recentes, mostrando as outras possibilidades que o país dispõe de oferta de eletricidade limpa. Em 2013, no primeiro leilão de energia A-5², foram contratados os dois primeiros projetos termelétricos a partir de cavaco de madeira, e no leilão de energia de reserva realizado em 2014 foram contratados os primeiros projetos de geração solar fotovoltaica.³

A variedade e a abundância de fontes renováveis de energia a nível nacional, a perspectiva de maior competitividade econômica das novas fontes em função de economias de escala, os avanços tecnológicos e o comprometimento demonstrado pelo governo federal com a redução das emissões de gases de efeito estufa, sinalizam uma perspectiva de participação crescente e diversificada de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira nas próximas décadas.

Entretanto, a variabilidade e a incerteza associadas à produção de eletricidade a partir de fontes renováveis intermitentes impõem desafios significativamente maiores às tarefas de planejamento da expansão e da operação do sistema elétrico. Em particular, nos estudos de planejamento da expansão da geração, a incerteza e a variabilidade dos ventos e da radiação solar devem ser considerados para que a necessidade de expansão de tecnologias capazes de mitigar as oscilações da oferta (momentâneas ou horosazonal) seja identificada e adequadamente ponderada sob o ponto de vista econômico. Indubitavelmente, serão necessárias soluções regulatórias inovadoras para a remuneração dos serviços providos por estas tecnologias. De maneira geral, usinas hidrelétricas e termelétricas a gás natural operando em ciclo simples são as tecnologias de geração mais indicadas para este fim pela capacidade de resposta rápida de ambas as fontes às variações momentâneas entre demanda e oferta.

Tecnologias de armazenamento de energia são uma alternativa para compensar a variabilidade da geração eólica e solar fotovoltaica ao longo do dia, armazenando os excedentes energéticos nas horas em que há maior intensidade de ventos e/ou radiação solar, para serem utilizados em um período posterior, em condições menos favoráveis destes recursos naturais. Esta operação é interessante pela possibilidade de minimizar o despacho termelétrico, caro e

² Processo licitatório para a contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizado com 5 (cinco) anos de antecedência do início do suprimento. Esse tipo de leilão foi criado para viabilizar empreendimentos de longa maturação, por exemplo, os empreendimentos hidrelétricos.

³ Neste leilão foram contratados um total de 202,1 MWmed de energia garantida, provenientes de 31 empreendimentos fotovoltaicos.

poluente, nas horas do dia em que não há ventos ou sol. Diversas tecnologias de armazenamento estão em desenvolvimento em vários países do mundo, entretanto, reservatórios de usinas hidrelétricas representam a tecnologia de armazenamento disponível no momento capaz de armazenar grandes quantidades de energia de forma econômica. Usinas hidrelétricas com armazenamento bombeado, também conhecidas como usinas reversíveis, podem ser consideradas outra solução econômica de armazenamento, embora sejam de fato consumidoras líquidas de energia ao longo de um período⁴.

Com relação às fontes não renováveis, também abundantes a nível nacional, merece destaque a possibilidade de exploração das reservas de gás natural do Pré-Sal, além das reservas de gás não convencional em várias regiões geográficas do país. A perspectiva de excesso de oferta deste combustível a nível internacional, a localização das reservas do Pré-Sal em águas profundas e distantes da costa brasileira, sua eventual associação à exploração do petróleo e as várias possibilidades de uso final do gás natural, dificultam a definição de cenários de preço e de disponibilidade deste combustível para o setor elétrico num horizonte de longo prazo. Ressalta-se que o sistema de gás natural no Brasil ainda está em desenvolvimento, necessitando de investimentos em toda a extensão da cadeia, da extração à distribuição e uso final. Sua expansão representa um problema complexo, pois além da relação de interdependência com outros sistemas energéticos nacionais (particularmente com o sistema elétrico, cuja demanda de gás natural apresenta incertezas⁵), as possibilidades de importação e exportação são fortemente dependentes do preço da *commodity* no mercado internacional, que é uma variável com elevado grau de incerteza.

Reservas de carvão mineral e urânio são também expressivas a nível nacional, porém, o uso destes combustíveis para geração de eletricidade suscita preocupações relacionadas com as emissões de gases poluentes e com o risco de acidentes nucleares (além da questão da disposição dos rejeitos radioativos), respectivamente. Tecnologias mais eficientes e de captura e armazenamento de carbono são soluções em desenvolvimento para promoção da termeletricidade a partir do carvão mineral, mas que ainda apresentam custos elevados. Com relação à segurança da operação de usinas nucleares, após o acidente de Fukushima, houve por parte dos fabricantes e dos governos de diversos países uma rigorosa revisão dos protocolos de segurança, mais conservadores, tanto com relação aos novos projetos quanto na modernização de plantas existentes em operação. Dispositivos inovadores de segurança foram desenvolvidos tornando a operação de usinas nucleares mais seguras, porém com custos de investimento mais elevados. Vale destacar que se trata de uma fonte de geração considerada limpa no que tange a emissões de gases de efeito estufa.

Sob o ponto de vista estritamente da operação elétrica, tanto as usinas nucleares quanto as usinas termelétricas a carvão mineral são fontes capazes de gerar eletricidade de forma contínua e confiável, o que é desejável. Outro aspecto relevante diz respeito à contribuição de

⁴ O sistema de bombeamento-turbinamento apresenta uma eficiência entre 70% a 85% (IEA, 2013). Este tipo de tecnologia foi originalmente desenvolvido para atender à demanda nos horários de escassez de oferta (horário de ponta).

⁵ A predominância da geração hidrelétrica no parque gerador brasileiro resulta numa operação termelétrica de natureza complementar para mitigar a incerteza hidrológica.

usinas tipicamente com operação na base para a estabilidade do sistema elétrico com elevada participação de fontes de geração intermitentes no parque gerador (WNA, 2018).

Finalmente, vale ressaltar a perspectiva de maior penetração da geração distribuída a partir de fontes renováveis de energia (em particular, painéis solares fotovoltaicos) e de novas tecnologias de uso final de eletricidade, como os veículos elétricos, no horizonte até 2050. Estas novas tecnologias representam alternativas às tecnologias tradicionais que empregam combustíveis fósseis para geração termelétrica e transporte e, portanto, o emprego das mesmas resultará em menores emissões de gases de efeito estufa. A geração distribuída, por ser localizada próxima aos centros de consumos, traz outros benefícios como o alívio no carregamento das redes e transformadores, com conseqüente redução de perdas técnicas. Por sua vez, esta redução de perdas, além de representar uma operação mais eficiente, pode resultar em postergação de investimentos nos sistemas de transmissão e geração. No entanto, a variabilidade da geração distribuída a partir da energia solar, ou mesmo do consumo de eletricidade por parte dos veículos elétricos, irão impor novos desafios à operação do sistema elétrico. Uma maior penetração destas tecnologias deverá necessariamente ser acompanhada de soluções tecnológicas inovadoras que auxiliem o operador no gerenciamento da operação sistema elétrico, que será cada vez mais complexa.

O conceito de redes elétricas inteligentes⁶ tem sido proposto como parte da solução aos novos desafios⁷. Sua implantação resultará numa mudança de paradigma da operação elétrica, sobretudo por permitir ao consumidor atuar como fornecedor de energia e gerenciar sua demanda de energia, havendo sinais tarifários horosazonais adequados. Os benefícios advindos da implantação de redes inteligentes podem ser inúmeros ao consumidor, às concessionárias e à sociedade de maneira geral. Deve-se destacar, no entanto, que sua implantação exigirá investimentos significativos em tecnologias de informação, telecomunicação e automação, além de mudanças no arcabouço regulatório. Ressalta-se que a análise dos custos e benefícios de implantação de redes elétricas eficientes deve ser feita de forma criteriosa, pois pode variar de um país/região para outro em função da disponibilidade e natureza dos recursos naturais próprios e das correspondentes demandas de energia.

Concluindo, o Brasil possui um potencial elevado de recursos renováveis e não renováveis ainda não explorados e seus principais centros de consumo concentrados preponderadamente ao longo da costa, caracterizados por padrões de consumo que refletem as disparidades econômicas regionais. As características de incerteza e variabilidade de cada fonte renovável são distintas, e mesmo para uma determinada fonte, podem variar de uma região geográfica para outra, principalmente em um país com dimensões continentais como o Brasil. Portanto,

⁶ Redes elétricas inteligentes ou *smart grids* são os sistemas de distribuição e de transmissão de energia elétrica com recursos de tecnologia da informação e elevado grau de automação.

⁷ Adicionalmente, o desenvolvimento de modelos computacionais mais precisos para previsões de curto prazo de disponibilidade de recursos solares e eólicos poderão auxiliar sobremaneira a tarefa de gerenciamento da operação do sistema elétrico com elevada penetração de fontes renováveis intermitentes.

são vários os desafios à expansão do parque gerador brasileiro, quer seja com relação aos impactos socioambientais quer seja com relação à confiabilidade operativa e modicidade tarifária.

2 ASPECTOS TECNOLÓGICOS E DE CUSTOS PARA AS FONTES DE GERAÇÃO

2.1 Usinas Hidrelétricas

Aspectos tecnológicos

Os projetos de usinas hidrelétricas possuem restrições quanto ao local onde serão construídos e sua viabilidade depende de condições específicas de relevo, solo, regime de chuvas etc. Além disso, fatores relacionados com o contexto socioambiental onde se insere o projeto também devem ser considerados, como os usos múltiplos da água e a interferência em populações e áreas protegidas. Nessa nota técnica, serão apenas apresentadas de forma sucinta algumas definições básicas importantes para o entendimento da representação desta fonte em modelos de planejamento de geração de longo prazo e para análise dos resultados das simulações computacionais. Uma descrição mais detalhada dos aspectos tecnológicos já foi dada no PNE 2030.

Existem vários tipos de turbinas hidráulicas desenvolvidos para garantir um bom desempenho para distintos valores de queda e vazão. De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, as turbinas hidráulicas são classificadas em turbinas de “ação”, quando não há queda de pressão no rotor, e “de reação”, quando ocorre essa queda. Nas turbinas de reação, há dois tipos principais: (i) escoamento radial ou misto (ii) escoamento axial.

As turbinas Pelton, de ação, são indicadas para alturas de quedas líquidas elevadas, entre 350 a 1100 m (regiões montanhosas). As turbinas Francis, de reação (escoamento radial), são indicadas para alturas de queda entre 20 e 750 m, usadas na maioria dos aproveitamentos hidrelétricos brasileiros existentes, e se caracterizam-se pela flexibilidade operativa. Turbinas Kaplan e bulbo são os dois tipos principais de turbinas de reação (escoamento axial) indicadas para operar em locais de baixa queda; as primeiras, para alturas de queda entre 10 a 70 m, enquanto que as turbinas bulbo são indicadas para locais com queda de 5 a 20 m. Turbinas bulbo têm sido utilizadas para os projetos hidrelétricos da Amazônia, pela baixa queda e grande fluxo de água (por exemplo, nas usinas de Santo Antônio e Jirau). Este tipo de turbina é envolto por uma cápsula hermética, que permite que a mesma fique imersa no fluxo d'água.

Apesar da grande diversidade dos projetos hidrelétricos, eles podem ser classificados de acordo com alguns aspectos, como o regime operativo de seus reservatórios, às suas dimensões (potência instalada) etc.

Com relação à potência instalada, no Brasil as usinas são comumente classificadas em grandes centrais hidrelétricas (UHE) e pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Segundo Resolução Aneel

Nº 673, os aproveitamentos hidrelétricos classificados como PCH são aqueles que têm potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW⁸.

Outra classificação comum é quanto ao regime operativo dos reservatórios. Usinas a fio d'água produzem energia exclusivamente em função das vazões afluentes aos seus reservatórios, mantendo praticamente invariáveis os níveis dos reservatórios e as áreas alagadas pelos mesmos. Para este tipo de usina, o reservatório é construído para garantir uma altura de queda, com base na qual define-se o tipo e as dimensões das turbinas geradoras, e são tipicamente usinas para operação de base.

Nas usinas com reservatório de acumulação, o volume d'água do lago formado e, por consequência, a área alagada e o nível do reservatório, podem variar de acordo com a maior ou menor necessidade de geração de energia. Em outras palavras, são reservatórios de dimensões maiores, que permitem armazenar grandes volumes de água. A capacidade de geração de energia depende não apenas da vazão afluente, mas também do volume d'água acumulado.

Usualmente, o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica é explorado com a construção de usinas em sistema de cascata, incluindo usinas com reservatório de acumulação (geralmente a montante) e usinas a fio d'água (a jusante). Os benefícios energéticos se realizam não apenas na usina com reservatório de acumulação, mas também nas demais usinas a jusante, que se beneficiam da regularização da vazão do rio proporcionada pela operação do reservatório de acumulação a montante.

Hidrelétricas Reversíveis

Usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) caracterizam-se pela capacidade de armazenar eletricidade através do bombeamento da água de um reservatório inferior para um superior, nos períodos do dia em que a oferta de eletricidade for superior à demanda ou gerada a custos baixos. Num momento posterior, numa condição de operação oposta, quando a oferta de eletricidade (do parque gerador convencional) for inferior à demanda ou gerada a custos elevados, a água armazenada pode ser liberada através de um conduto forçado para movimentar turbinas hidráulicas e gerar eletricidade. Usinas reversíveis foram inicialmente desenvolvidas para sistemas elétricos com necessidade de geração extra nos horários de demanda máxima, podendo ainda contribuir, quando localizadas próximas aos centros de

⁸ Art. 2º - São considerados empreendimentos com características de PCH aqueles empreendimentos destinados a autoprodução ou produção independente de energia elétrica, cuja potência seja superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e com área de reservatório de até 13 km², excluindo a calha do leito regular do rio. O aproveitamento hidrelétrico com área de reservatório superior a 13 km², excluindo a calha do leito regular do rio, será considerado como PCH se o reservatório for de regularização, no mínimo, semanal ou cujo dimensionamento, comprovadamente, foi baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica.

consumo, para a redução de investimentos no sistema de transmissão, dimensionado para atender o horário de maior consumo no sistema (EPE, 2007).

Ressalta-se que, ao contrário de uma usina hidrelétrica convencional, uma UHR é consumidora líquida de energia. Isto se deve às perdas elétricas e hidráulicas decorrentes do ciclo de operação. Em geral, o sistema de bombeamento-turbinamento apresenta uma eficiência em torno de 70% a 85%. Portanto, uma UHR não deve ser interpretada como unidade geradora, mas como uma alternativa de armazenamento de eletricidade.

Dentre as tecnologias de armazenamento de eletricidade, as UHR são as mais desenvolvidas mundialmente, representando mais de 99% da capacidade total de armazenamento (IEA, 2012). Este estágio de desenvolvimento é reflexo do longo histórico desta tecnologia, que teve início no final do século XIX. As primeiras usinas utilizavam sistemas distintos de bombas e turbinas, enquanto a partir da década de 1950 começou a ser empregado um conjunto reversível único de bomba/turbina, que se tornou o mais comum hoje em dia (MWH, 2009). Segundo o Departamento de Energia dos Estados Unidos, atualmente há 142 GW de UHR espalhados pelo mundo, sendo Japão, China e EUA os países com capacidades instaladas mais expressivas desta tecnologia (Tabela 1).

Tabela 1 - Potência de usinas hidrelétricas reversíveis em operação no Mundo

País	Potência (MW)
Japão	25.372
China	23.635
EUA	20.383
Itália	7.071
Espanha	6.889
Alemanha	6.228
França	5.812
Índia	5.072
Áustria	4.808
Coréia do Sul	4.700
Outros	32.145
Total	142.115

Fonte: US DOE, 2014.

Classificam-se usualmente as usinas hidrelétricas reversíveis em três tipos: ciclo aberto, semiaberto e fechado, de acordo com sua conexão com o rio ou outro corpo d'água (STORE, s.d.).

Ciclo aberto: nesta configuração os reservatórios superior e inferior estão presentes ao longo do curso natural de um rio. É bastante similar a uma usina hidrelétrica convencional, com a adição do reservatório inferior e o sistema de bombeamento. É possível, portanto, através de *retrofit*, transformar uma usina convencional em uma usina reversível de ciclo aberto.

Ciclo semiaberto: este modelo consiste num reservatório isolado (geralmente artificial), enquanto o outro reservatório faz parte do fluxo do rio. Uma variação desta configuração utiliza o oceano como reservatório inferior. Este arranjo traz alguns desafios adicionais em função do ambiente marinho corrosivo.

Ciclo fechado: uma UHR de ciclo fechado apresenta dois reservatórios isolados do curso d'água. O enchimento inicial do reservatório é realizado através de sua própria zona de captação ou através do desvio de um corpo d'água próximo. Caso o sistema de captação natural dos reservatórios não seja suficiente para compensar as perdas por evaporação, periodicamente os reservatórios necessitam ser preenchidos por alguma fonte externa.

Atualmente, com a maior participação de fontes renováveis intermitentes nos sistemas de geração de vários países do mundo (por exemplo, Europa e EUA), as UHRs têm sido também indicadas para armazenar excedentes de eletricidade nos momentos do dia em que os ventos e/ou radiação solar são mais favoráveis, para serem utilizados num momento posterior, em que capacidade de geração dos parques eólicos e/ou painéis fotovoltaicos é reduzida ou mesmo nula. Este armazenamento, embora envolva perdas, permite reduzir a necessidade de geração térmica a combustível fóssil, que é indesejável pelos elevados custos operacionais e emissões de gases de efeito estufa. Outra contribuição, talvez de maior importância, é a utilização de UHRs para serviços auxiliares, como regulação de tensão através da geração de reativos, acompanhamento de carga (*load following*), controle de frequência e reserva girante (*spinning reserve*) (MWH, 2009). Em sistemas elétricos com maior participação de fontes renováveis intermitentes, UHRs podem contribuir significativamente para a operação do sistema dentro do padrão de qualidade desejado.

A maioria das usinas reversíveis possui um motor/gerador síncrono onde o conjunto opera em velocidade constante. Porém, desde a década de 1990 começaram a ser empregados, em algumas usinas, motores/geradores assíncronos que permitem que seja ajustada a rotação da turbina/bomba. Esta tecnologia, apesar de ser um pouco mais cara, tem a vantagem de oferecer maior flexibilidade à usina, pois permite um campo maior de operação (carga leve e pesada) com maior eficiência que uma usina convencional (DEANE et al., 2010). Estas características ampliam sua capacidade de prover serviços auxiliares, oferecendo, por exemplo, resposta mais rápida no controle de frequência e a possibilidade de controle quando operando como bomba (MWH, 2009).

Aspectos de Custos

Custos de investimentos

A hidreletricidade caracteriza-se por ser uma tecnologia de investimento intensivo em capital, sendo cada projeto definido de acordo com as características do local onde se pretende construir, e como consequência, com soluções técnicas particulares. São necessários anos para sua construção, assim como um tempo usualmente longo para o desenvolvimento do projeto técnico (inventário, estudos de viabilidade técnica e econômica, etc.) e obtenção das licenças ambientais. Os custos de produção de energia, por outro lado, são baixos, requerendo uma equipe pequena para sua operação e manutenção, sem custos com matéria-prima para geração (MME/EPE, 2007).

Usualmente, as parcelas mais significativas dos investimentos de um projeto hidrelétrico referem-se aos custos associados às obras civis e ao fornecimento e montagem dos equipamentos eletromecânicos. Entretanto, deve-se destacar os custos cada vez mais elevados relacionados às ações de mitigação de impactos socioambientais associados à implantação do projeto hidrelétrico. Assim, de maneira geral, os custos de investimentos são comumente agrupados em três parcelas principais: (i) obras civis; (ii) equipamentos eletromecânicos e; (iii) ações socioambientais.

Sucintamente, conforme descrito em MME/EPE, 2007, a parcela associada às obras civis, incluem os custos de construção da barragem, diques, vertedouro, obras para desvio do rio (ensecadeiras, galerias, túneis), tomada d'água, casa de força, além da infraestrutura de acesso (estradas, porto e/ou aeroporto), benfeitorias na área da usina, entre outros. A parcela associada aos equipamentos eletromecânicos reúne os custos de fornecimento e montagem das turbinas, geradores, pontes rolantes, guindastes, comportas, condutos forçados, grades de proteção, entre outros. Finalmente, os custos associados às ações socioambientais compreendem, principalmente, a aquisição de terrenos e benfeitorias, relocações de infraestrutura e população e programas socioambientais, como limpeza do reservatório, conservação da fauna e flora e apoio a comunidades indígenas e tradicionais.

De maneira geral, segundo, a razão entre os custos de equipamentos eletromecânicos e obras civis é alta em projetos hidrelétricos de pequeno porte. Para projetos de usinas de grande porte, a relação se inverte, predominando os custos em obras civis, que podem variar consideravelmente em função do tipo de projeto, dificuldade de acesso, custos de mão de obra, e custos de commodities como o cimento e aço na região/país da implantação da usina hidrelétrica. Os equipamentos eletromecânicos apresentam menor variação de custos, pois tendem a seguir os preços do mercado internacional.

Existem ainda os custos indiretos, tais como canteiro e acampamento, engenharia, administração do proprietário, entre outros.

Na Tabela 2 são mostrados os valores de investimentos de empreendimentos participantes dos recentes leilões de energia nova, indicando grande variabilidade de custos unitários de investimento, com um valor mínimo de 688 US\$/kW e máximo de 2636 US\$/kW. Vale destacar os valores reduzidos dos grandes empreendimentos localizados na região Amazônica, como Belo Monte e Teles Pires.

Tabela 2. Valores de investimento - Empreendimentos participantes dos leilões de energia nova

Tipo	Empreendimento	Potência (MW)	Custo Total (1) (R\$ x mil)	R\$/kW	US\$/kW (2)
UHE	Belo Monte	11.233,00	29.938.767,00	2.665,30	688,18
UHE	Teles Pires	1.819,95	5.097.397,50	2.800,80	723,19
UHE	São Manoel	700	2.779.736,66	3.971,10	1.025,34
UHE	Jirau	3.300,00	14.738.395,71	4.466,20	1.153,19
UHE	Foz do Chapecó	855	3.968.786,30	4.641,90	1.198,55
UHE	Cachoeira do Caldeirão	219	1.121.655,81	5.121,70	1.322,45
UHE	Santo Antônio	3.150,40	16.877.821,72	5.357,40	1.383,29
UHE	Sinop	400	2.154.771,13	5.386,90	1.390,93
UHE	Estreito	1.087,00	6.099.303,42	5.611,10	1.448,82
UHE	Itaocara I	150	969.236,77	6.461,60	1.668,41
UHE	São Roque	135	897.114,78	6.645,30	1.715,84
UHE	Baixo Iguaçu	350	2.572.334,72	7.349,50	1.897,68
UHE	Ferreira Gomes	252	1.881.750,55	7.467,30	1.928,08
UHE	Tibagi Montante	32	240.502,69	7.515,70	1.940,59
UHE	Serra do Facão	212,6	1.599.475,15	7.523,40	1.942,58
UHE	Colíder	300	3.063.171,54	10.210,60	2.636,42

(1) Os custos estão referenciados a dezembro/2015.

(2) Cotação média do dólar (US\$) em dez/2015: R\$ 3,8729.

Fonte: *Elaboração EPE*

Para os empreendimentos de PCHs participantes de leilões de energia nova recentes, os custos unitários de investimento são, em geral, maiores em comparação aos projetos de grande porte devido aos ganhos de escala que estes apresentam. Existe também uma variabilidade dos custos das PCHs resultantes das especificidades de cada projeto, conforme observado na Tabela 3 onde o maior valor é cerca de seis vezes o menor. Para a modelagem utilizou-se o custo de R\$ 7.500/kW, valor adotado, de forma conservadora, na simulação para todos os subsistemas.

Tabela 3. Valores de investimento - empreendimentos participantes dos leilões de energia nova - PCH

Tipo	Empreendimento	Potência (MW)	Custo Total (1) (R\$ x mil)	R\$/kW	US\$/kW (2)
PCH	Renic	16,00		1.773,9	458,02
PCH	Morro Grande	9,80	32.848,37	3.351,9	865,47
PCH	Tigre	9,00	32.852,77	3.650,3	942,53
PCH	Santa Carolina	10,50	44.385,61	4.227,2	1.091,48
PCH	Jardim	9,00	42.960,14	4.773,3	1.232,50
PCH	Quartel III	30,00	145.865,18	4.862,2	1.255,43
PCH	Fazenda Velha	16,50	83.093,16	5.035,9	1.300,30
PCH	Confluência	27,00	143.468,62	5.313,7	1.372,01
PCH	Serra das Agulhas	28,00	152.346,14	5.440,9	1.404,87
PCH	Quartel I	30,00	174.248,99	5.808,3	1.499,73
PCH	Secretário	2,68	15.700,39	5.858,4	1.512,65
PCH	Nova Mutum	14,00	82.993,79	5.928,1	1.530,67
PCH	Quartel II	30,00	179.122,83	5.970,8	1.541,68
PCH	Ado Popinhak	19,30	120.864,32	6.262,4	1.616,98
PCH	Senhora do Porto	12,00	75.293,53	6.274,5	1.620,09
PCH	Bandeirante	27,15	175.630,61	6.468,9	1.670,30
PCH	Linha Aparecida	24,92	163.025,39	6.541,9	1.689,16
PCH	Dores de Guanhães	14,00	94.938,71	6.781,3	1.750,97
PCH	das Pedras	5,60	38.223,71	6.825,7	1.762,42
PCH	Jacaré	9,00	62.343,94	6.927,1	1.788,61
PCH	Xavantina	6,08	42.090,34	6.928,5	1.788,96
PCH	Garça Branca	6,50	45.319,05	6.972,2	1.800,24
PCH	Boa Vista II	26,50	186.566,03	7.040,2	1.817,82
PCH	Linha Jacinto	17,41	123.188,75	7.077,0	1.827,30
PCH	Pito	4,00	28.938,72	7.234,7	1.868,03
PCH	Fortuna II	9,00	65.691,98	7.299,1	1.884,66
PCH	Água Limpa	23,00	172.643,22	7.506,2	1.938,14
PCH	Serra dos Cavalinhos I	25,00	243.122,73	9.724,9	2.511,01
PCH	Verde 4A	28,00	296.664,70	10.595,2	2.735,72
PCH	Verde 4	19,00	214.324,50	11.280,2	2.912,61

(1) Os custos estão referenciados a dezembro/2015.

(2) Cotação média do dólar (US\$) em dez/2015: R\$ 3,8729.

Fonte: Elaboração EPE

Nos estudos de longo prazo, utiliza-se uma amostra maior para a estimativa dos custos de investimento dos projetos hidrelétricos. Devido a variabilidade das características do empreendimento em função das características do local onde se pretende construir. Na Tabela 4 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** estão faixas de custo de investimento, para as usinas com potência até 300 MW, o valor pode ser até cinco vezes maior entre dois empreendimentos, enquanto que para maiores potências a faixa de valores tende a se estreitar.

Tabela 4. Custo médio unitário por faixa de potência

Porte da UHE	UHE Quantidade	Potencia MW	CAPEX R\$/kW médio (1)	CAPEX US\$/kW médio (2)
Pequeno até 300MW	158	14.072	10.380	2.661
Médio De 300 MW a 1000 MW	24	12.957	7.085	1.816
Grande acima de 1000MW	9	24.197	5.275	1.352

(1) Os custos estão referenciados a dezembro/2015.

(2) Cotação média do dólar (US\$) em dez/2015: R\$ 3,8729.

Fonte: Elaboração EPE

Custos operacionais

Os custos operacionais incluem os custos fixos e variáveis de operação e de manutenção, além das despesas com o seguro das instalações. A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), criada pela Lei 9.990/1989, incide sobre a quantidade de energia efetivamente gerada pela usina, com alíquota de 6,75% da Tarifa Atualizada de Referência - TAR, vindo sendo também tratada como custo operacional.

De maneira geral, os custos de operação e de manutenção compreendem os gastos com pessoal, material de consumo e equipamentos (exclusive reposição e reparos de grande monta nos equipamentos permanentes principais da usina) necessários à operação normal da usina e do sistema de transmissão associado (conexão)⁹. Na literatura internacional, destacam-se os valores divulgados em (US-EIA, 2013), que informa um custo médio de 14 US\$/kW/ano para usinas de grande porte (500 MW) e de 18 US\$/KW/ano para usinas hidrelétricas reversíveis (250 MW).

Para custos de O&M (Tabela 5) foram utilizados os valores de R\$ 30/kW/ano para UHEs com CAPEX baixo e R\$ 50/kW/ano para projetos com CAPEX médio e alto.

⁹ Existem poucos dados disponíveis a respeito dos custos operacionais de UHEs, mas usinas de menor porte devem apresentar custos unitários de operação e manutenção mais elevados. De qualquer modo, a importância relativa desses custos na composição do custo total da geração hidrelétrica é pequena

Tabela 5. Custos médio unitário de O&M por faixa de potência

Porte da UHE	CAPEX	O&M R\$ /kW /ano
Pequeno até 300MW	Alto	30
Médio De 300 MW a 1000 MW	Médio	50
Grande acima de 1000MW	Baixo	50

Fonte: Elaboração EPE

As estimativas de custo na Tabela 6 foram obtidas dos projetos dos aproveitamentos disponíveis no banco de dados da EPE. Foram avaliadas as informações orçamentárias desses projetos, procedendo os devidos ajustes em função das especificidades das diferentes fases de estudo (Inventário, EVTE ou Projeto Básico) Como os custos de empreendimentos hidrelétricos são tratados de forma individualizada e dependem das características locais, podendo haver grande variação no custo estimado entre projetos com mesma faixa de potência.

Tabela 6. Parâmetros para as hidrelétricas no longo prazo

	Valores
FC Médio (%)	55
O&M Fixo (R\$/kW/ano)	30 /50
Vida útil (anos)	30

Fonte: Elaboração EPE

2.2 Usinas Eólicas

2.2.1 Eólica Onshore

Aspectos Tecnológicos

- Evolução dos aerogeradores

Os rotores de eixo horizontal com três pás são um padrão dominante de aerogeradores no mercado mundial. Tal homogeneidade no mercado é indicativa da maturidade da tecnologia em relação ao aproveitamento do recurso eólico. Esta configuração padrão de aerogeradores pode ser caracterizada pelo conjunto de três blocos: 1) rotor, composto por três pás e o cubo, que fazem girar um eixo perpendicular às pás; 2) nacelle, constituída pelo gerador, sistemas de controle e, dependendo do modelo e fabricante, uma caixa multiplicadora; e 3) torre, feita de aço e concreto.

A evolução no setor tem se caracterizado pelo progressivo aumento nas dimensões dos aerogeradores (maior potência, maior altura e maior área varrida pelas pás). Essa busca por altitude permite que as turbinas eólicas capturem recursos menos turbulentos e, muitas vezes, mais fortes, varrendo uma área cada vez maior. Nos anos de 1980 os aerogeradores tinham altura entre 15 e 20 m e potência entre 50 e 100 kW (WEC,2013), atualmente já há aerogeradores de 7.580 kW e altura de 135 m.

Conforme apresentado nas Notas Técnicas “Avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas” (No. EPE-DEE-NT-025/2017-r0) e “Participação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia no Brasil” (No. EPE-DEE-NT-041/2018-r0), as características mais relevantes dos equipamentos, verificadas na análise dos projetos no país, são o diâmetro do rotor, a altura do cubo e a potência unitária, parâmetros estes determinantes na estimativa de produção de energia de um empreendimento (além da curva de potência do equipamento). Destaca-se que foi observado um aumento desses parâmetros ao longo dos leilões.

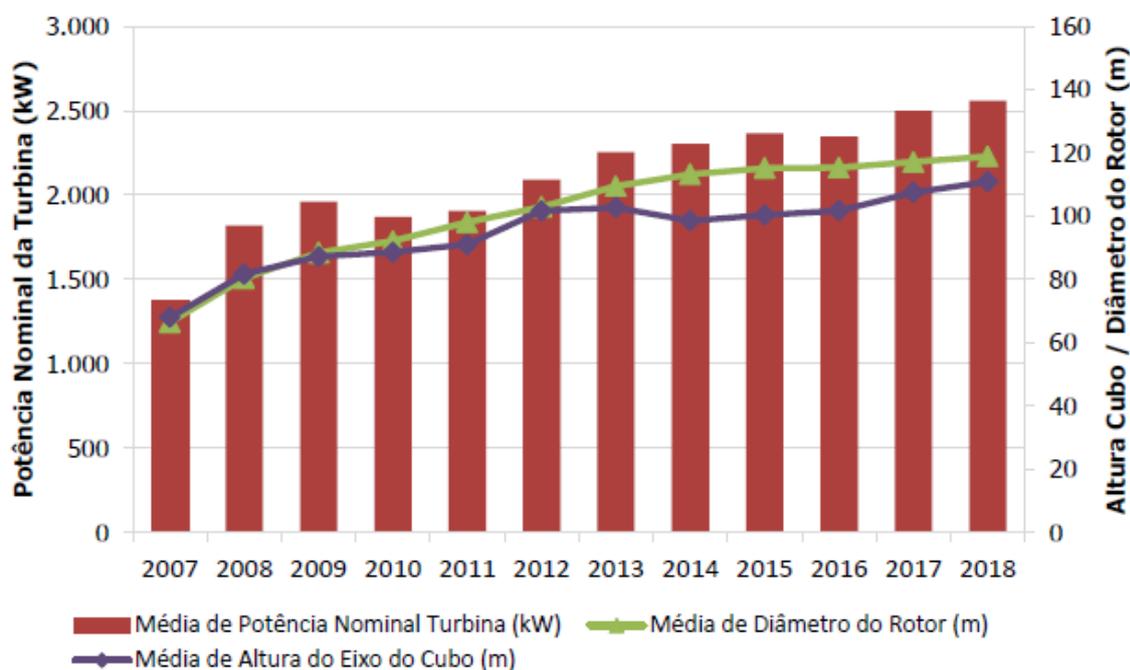


Figura 1 - Médias de potência nominal das turbinas, diâmetro do rotor e altura do cubo

Fonte: EPE (2018)

Cabe salientar que até 2007 predominavam nos projetos turbinas com altura de cubo e diâmetro do rotor da ordem de 70 m. Em 2018 esses números chegaram à média de 110 m, com alguns equipamentos ainda maiores.

O desenvolvimento tecnológico dos materiais construtivos propiciou o aumento da altura das torres e do diâmetro dos aerogeradores nos últimos anos, elevando o fator de capacidade das usinas (razão entre a produtividade efetiva da usina e sua capacidade máxima).

As figuras 1, 2 e 3 mostram a evolução tecnológica de forma mais detalhada. Em 2007, quase 90% dos aerogeradores dos projetos habilitados possuíam diâmetro inferior a 80 metros. Em 2010 esse número passou para 5%. Por outro lado, diâmetros acima de 110 metros apareceram a partir de 2010, representaram mais de 60% do total em 2013 e 97% em 2018.

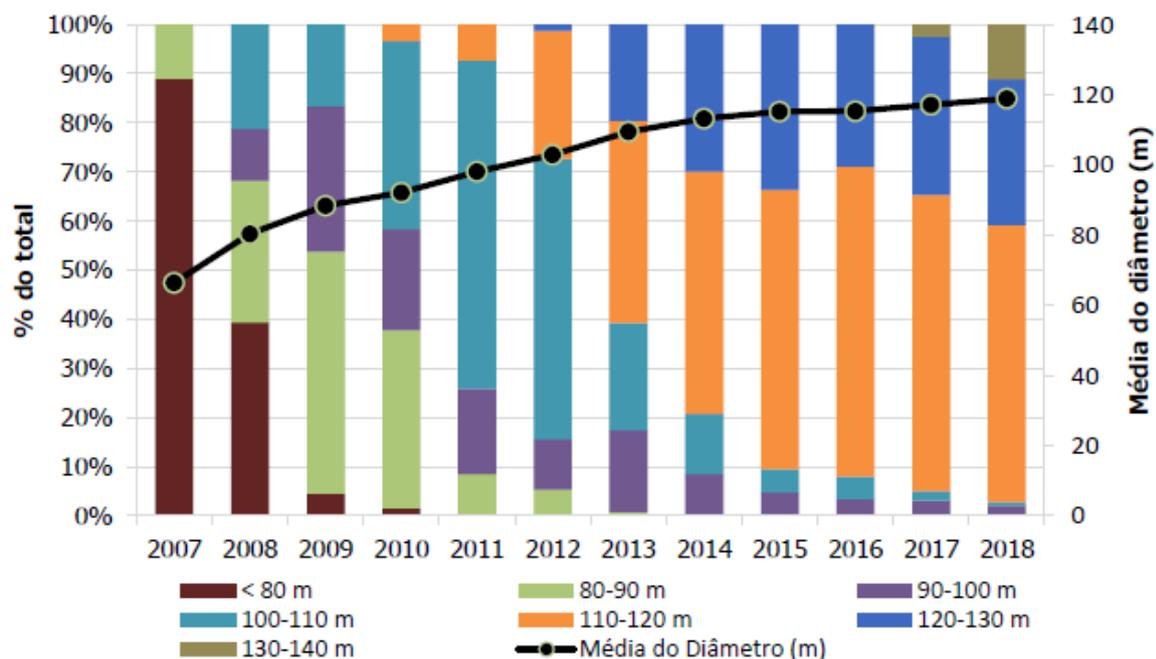


Figura 2 - Evolução dos diâmetros dos aerogeradores

Fonte: EPE (2018)

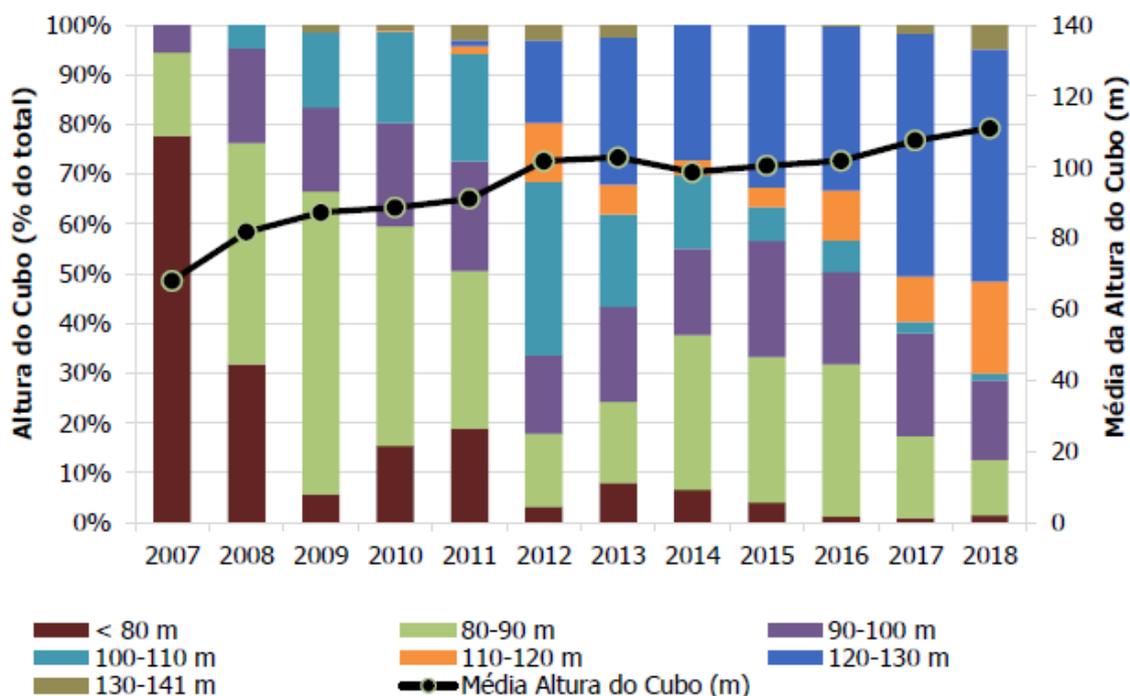


Figura 3 - Evolução das alturas do eixo do cubo

Fonte: EPE (2018)

Pode-se notar que, até o ano de 2008, as médias dos diâmetros dos aerogeradores eram menores que as médias das alturas dos cubos (em metros), tendência esta que se inverteu a partir do

ano de 2009 quando os diâmetros passaram a apresentar dimensões de 10 a 15 metros maiores que as alturas dos cubos dos aerogeradores.

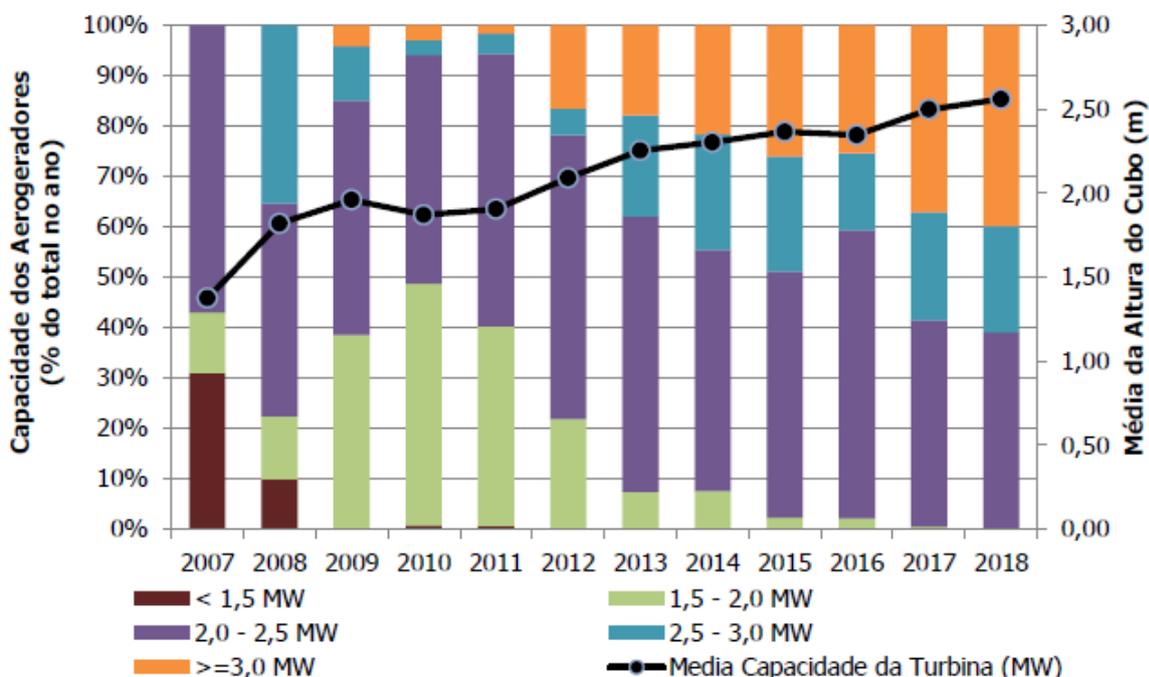


Figura 4 - Evolução da potência nominal dos aerogeradores

Fonte: EPE (2018)

O fator de capacidade¹⁰ de um parque eólico é um dado fundamental para sua competitividade econômica. A evolução dos aerogeradores levou a um aumento do fator de capacidade. Cabe ressaltar que a produção da planta pode ser estimada a partir de diferentes métricas: com base no P50¹¹, no P90¹² ou na garantia física do empreendimento.

¹⁰ O fator de capacidade de um empreendimento é definido como a razão, em determinado intervalo de tempo, entre a produção de energia efetiva da planta e o que seria produzido se ela operasse continuamente em sua capacidade nominal.

¹¹ P50: produção anual de energia referente a uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento.

¹² P90: produção anual de energia referente a uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, calculada a partir do valor de P50 e da incerteza padrão, assumindo uma distribuição normal.

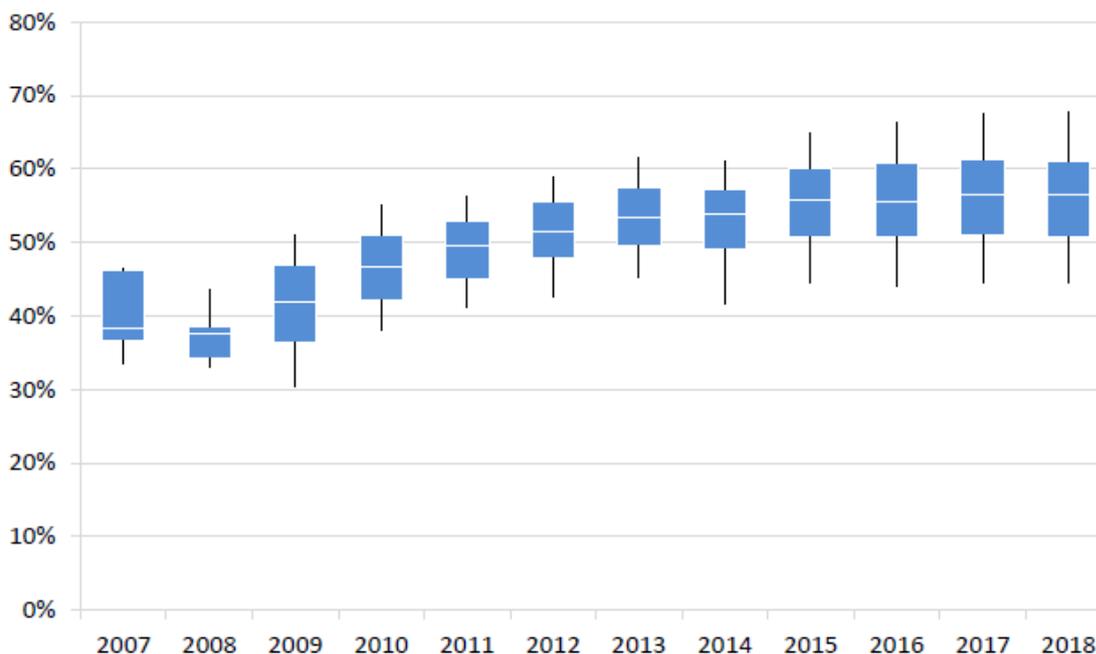


Figura 5 - Fatores de capacidade médios, com base no P50

Fonte: EPE (2018)

Os fatores de capacidade foram mais elevados em parques eólicos do Nordeste, como pode ser observado na Figura 6, justamente nos estados com maior quantidade de projetos cadastrados e em locais onde a velocidade média do vento chega a mais de 10 m/s (a 100 m de altura) e a direção do vento é praticamente constante.

Além das características técnicas dos aerogeradores, contribuem também para os elevados fatores de capacidade observados recentemente a elevada disponibilidade de recurso eólico nas regiões com maior quantidade de projetos. A nível mundial, valores médios anuais de fator de capacidade oscilam em torno de 28%.

No Brasil, utilizando os dados de medição anemométrica enviados à EPE pelos vencedores dos leilões e suas respectivas configurações de parques eólicos, foi possível estimar o fator de capacidade médio anual para as três bacias eólicas. Apesar de não ser um fator de capacidade de longo prazo, verificaram-se os valores de 55% para Bahia, 48% para o Rio Grande do Sul e 56% para o Litoral Nordeste, todos acima da média mundial. O fator de capacidade calculado para a Bahia é similar ao fator de longo prazo encontrado no atlas eólico da Bahia, indicando que apesar do curto período de medições, os valores podem estar próximos da realidade de longo prazo.

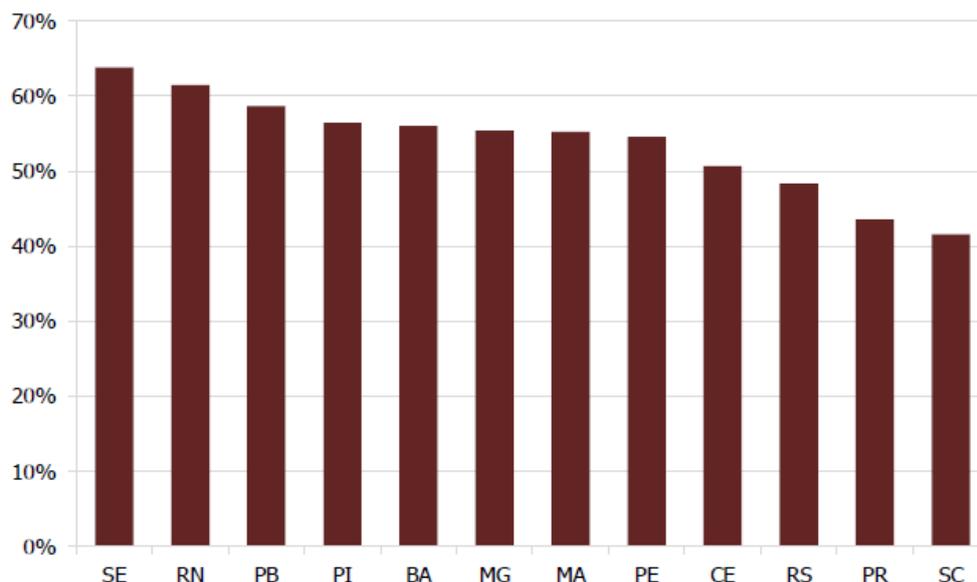


Figura 6 - Média dos fatores de capacidade (%), com base no P50, por estado a partir de 2016

Fonte: EPE (2018)

- A Indústria nacional de aerogeradores

A primeira indústria de aerogeradores a se instalar no Brasil foi a Wobben Wind Power, subsidiária da alemã Enercon, que iniciou suas atividades em 1995. Até 2007 ela se manteve como única no país. Com os incentivos do programa PROINFA para instalação de parques eólicos no Brasil e sua exigência do índice de 60% de conteúdo nacional, iniciou-se um processo de interesse de outros fabricantes a se instalarem no Brasil. Com o fim de novos empreendimentos do PROINFA, o papel de oferecer subsídio à fonte eólica passou para os leilões regulados começando com um específico para a fonte eólica em 2009. Contudo o leilão não garantia financiamento para os empreendedores dos parques e para a construção de novas fábricas. Isso acabou por ocorrer através do apoio do BNDES, com linhas de crédito para os fabricantes e para os empreendedores, e que inicialmente continuou com a exigência do índice de 60% de nacionalização dos equipamentos para continuar a fomentar a indústria eólica nacional. No fim de 2012, a metodologia específica de credenciamento e apuração do conteúdo local para aerogeradores passou a adotar metas físicas, divididas em etapas, que deverão ser cumpridas pelos fabricantes ao longo do tempo, com o objetivo de aumentar a fabricação nacional de componentes com alto conteúdo tecnológico e uso intensivo de mão de obra. Esta regra, no curto prazo, pode encarecer a fabricação nacional de aerogeradores por fomentar cadeias da indústria que no momento ainda não são competitivas internacionalmente.

Como resultado das exigências de conteúdo nacional, financiamento com custos baixos, e como grande vencedora nos últimos leilões (sinalizando a perspectiva de maior participação da fonte

eólica na matriz elétrica nacional), algumas indústrias de aerogeradores decidiram instalar fábricas no Brasil. Atualmente já se encontram aqui instaladas as fábricas de aerogeradores IMPSA, Wobben/Enercon, GE, Gamesa, WEG/MTOI, Suzlon, Alstom, Fuhrlander, Vestas e Siemens. A Figura 7 apresenta os montantes, em termos de potência por região, de projetos eólicos cadastrados a cada leilão que contou com a participação dessa fonte. Percebe-se uma nítida predominância de projetos na região Nordeste, seguida pela região Sul.

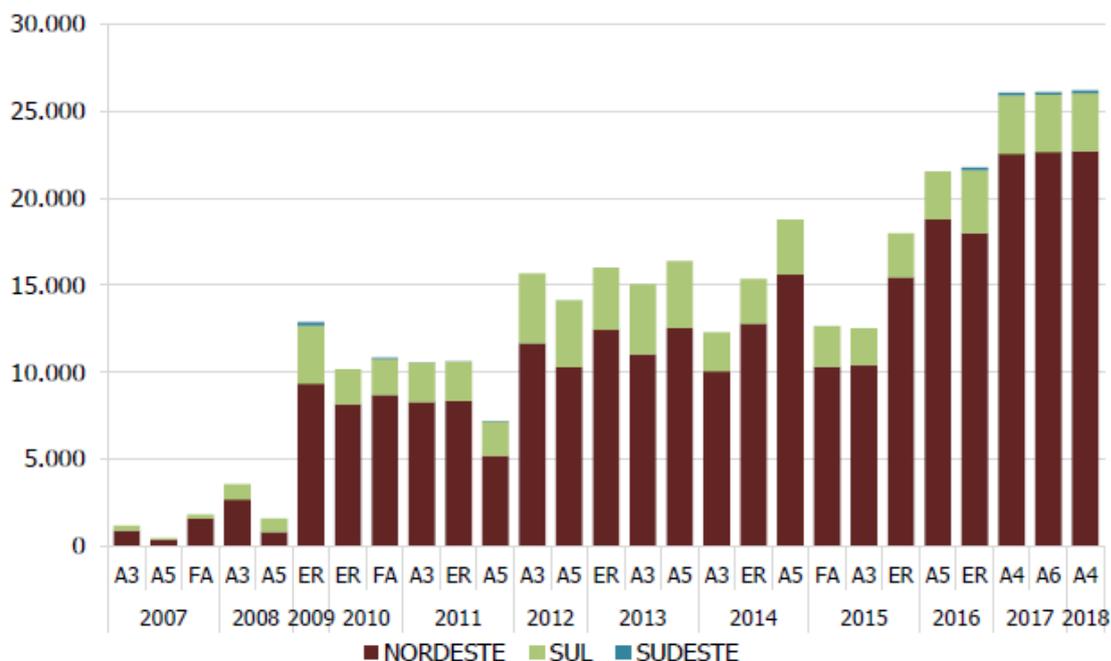


Figura 7 - Empreendimentos eólicos - potência total cadastrada (MW), por região, leilão e ano

Fonte: EPE (2018)

- Restrições atuais à grande penetração eólica

Preocupações com a integração e estabilidade da rede devido às grandes penetrações de energia proveniente de eólicas estão em voga. Tais preocupações colocam em dúvida a real possibilidade de integração de grandes quantidades de eólica e podem impedir a implantação generalizada desses sistemas. Dos desafios mais recorrentes podemos citar como os mais importantes, a intermitência do recurso no curto prazo e seu atendimento de ponta, a capacidade transmissão de grandes blocos de energia e confiabilidade da rede.

Sistemas elétricos têm uma característica muito particular da necessidade de um estreito equilíbrio entre a oferta e demanda de energia. Caso isto não ocorra em todos os momentos o sistema corre um grande risco de entrar em colapso. A demanda geralmente varia em padrões diários e sazonais previsíveis, mas sempre há pequenas variações aleatórias. Para compensar essas variações imprevistas há a necessidade de ter reservas para a regulação do nível da energia. No caso da geração eólica, o problema se aplica de mesma forma, porém com uma incerteza na quantidade a ser gerada a cada momento. Portanto, um aumento de penetração

eólica pode levar a um aumento na necessidade de geração de reserva, e este pode ocorrer por basicamente dois motivos: 1) previsão do recurso com grande incerteza, e 2) ausência ou baixo nível de recurso nas horas de alta demanda. Ambos os casos são objeto de estudo há algum tempo (HAYDT et al., 2011) e a evolução de modelos de previsão e de métodos de gestão de energia e operação de rede, juntamente com a disponibilidade de outras fontes com armazenamento e rápido acionamento (e.g., hídrica) prometem minimizar este tipo de problema.

Enquanto novos métodos não estão totalmente maduros ou ainda não são largamente aplicados, uma maneira de minimizar o risco de uma redução da disponibilidade de geração eólica no sistema elétrico é através do estabelecimento do conceito de probabilidade de produção de energia, mais conhecido como Pxx (P50, P75 ou P90) nos contratos de venda de energia. Nesse caso, o valor após o “P” indica a probabilidade de se atingir uma produção maior ou igual à energia anual estimada à venda. No caso de P50, significa 50% de chance de se atingir uma produção anual de x MWh. Portanto, uma exigência de um P75 ou P90 nos leilões de energia reduz a chance de ocorrer subcontratação de energia. Visando essa maior confiabilidade, em finais de julho de 2013 a EPE publicou a nota técnica EPE-DEE-NT-072 onde passa a exigir que o cálculo da garantia física de empreendimentos eólicos considere o P90 ao invés do P50 como era no passado. Essa medida leva a uma maior confiança na energia vendida e a uma corrida por melhores métodos de avaliação do recurso e das curvas de produção dos parques aerogeradores.

A capacidade de transmissão de energia tende a ser um elemento crítico num cenário com grande penetração eólica, pois há certa tendência de o recurso ser mais relevante em determinadas regiões e não uniformemente distribuído num país. No caso brasileiro, as regiões mais favoráveis até o momento são o litoral do Nordeste, o interior da Bahia e o Rio Grande do Sul, e observando o resultado dos últimos leilões, a maior parte da potência vencedora está concentrada no litoral Nordeste e Bahia. Portanto há uma grande necessidade de trânsito dessa energia para os outros subsistemas, inclusive por uma questão de estabilidade e atendimento das necessidades das outras regiões do país. Este problema está sendo equacionado pela EPE através dos planos de expansão da transmissão.

Finalmente, o último dos principais problemas, é a confiabilidade da rede. No caso a confiabilidade tem sido relacionada com códigos de rede que definem a capacidade dos aerogeradores e parques eólicos em “sobreviver” a faltas de tensão e curtos-circuitos, além do controle de frequência. O desafio para ambos os problemas está na capacidade de atendimento dos fabricantes a padrões extremamente diversificados pelo mundo e o elevado custo de implementar certas soluções.

Os desafios citados são um problema atual que vêm colocando alguma preocupação numa maior penetração do recurso eólico nas redes no mundo, porém, dado a evolução das pesquisas na área e se pensando num horizonte distante com estes problemas equacionados e devidamente minimizados, o Brasil tem a possibilidade de ter um crescimento da energia eólica sustentável no caminho de uma matriz mais limpa, endógena e segura.

Aspectos de custos

Os custos de fabricação de aerogeradores e os custos associados caíram substancialmente durante a última década, enquanto aumentaram a qualidade e o tamanho dos aerogeradores. Além da melhoria técnica, se pôde observar também uma redução de custos através de economias de escala, resultantes da melhoria contínua do processo de fabricação e métodos de instalação e produtos. A partir de 2004 a tendência de queda de preços nas turbinas eólicas foi interrompida e passou a subir até ter um pico em 2008, fruto de aumentos significativos nos preços das *commodities* usados no fabrico dos aerogeradores e, em parte, devido à escassez de turbinas eólicas.

Em função do elevado índice de nacionalização dos equipamentos, não se observou impacto significativo da variação cambial nos custos dos empreendimentos, que se mostram mais sensíveis à variação da inflação no período.

A Figura 8 apresenta a divisão média dos custos de investimento dos projetos habilitados a partir de 2009 em R\$/kW, por categorias de custos, conforme apresentado nas fichas de dados dos empreendimentos. Os equipamentos corresponderam à maior parcela dos custos, cerca de 70%, tendo sido observadas variações nessas composições médias ao longo do tempo.

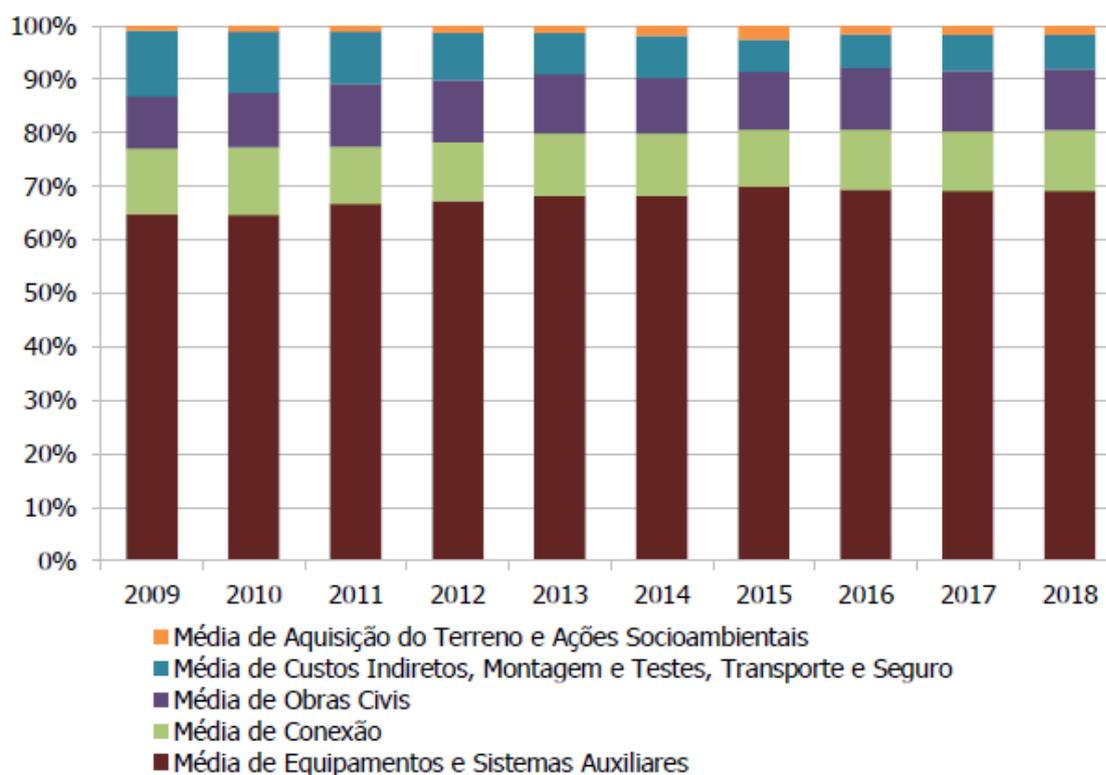


Figura 8 - Peso relativo dos custos no orçamento total dos projetos

Fonte: EPE (2018)

A queda de custos dos equipamentos tem sido acompanhada pela queda em proporção similar da maior parte dos itens que compõe os custos dos empreendimentos. Na contramão das reduções de custos, as ações socioambientais passaram a exigir maior atenção, com um custo mais que duplicado entre 2009 e 2015. Isto decorre do aumento da complexidade dos estudos e programas socioambientais relacionados ao processo de licenciamento ambiental.

Com relação aos orçamentos dos projetos cadastrados na EPE, a Figura 9 apresenta os custos médios, em R\$/kW, dos projetos habilitados tecnicamente, declarados pelos empreendedores. Ressalta-se que tais valores de investimento não consideram os juros durante a construção (JDC).

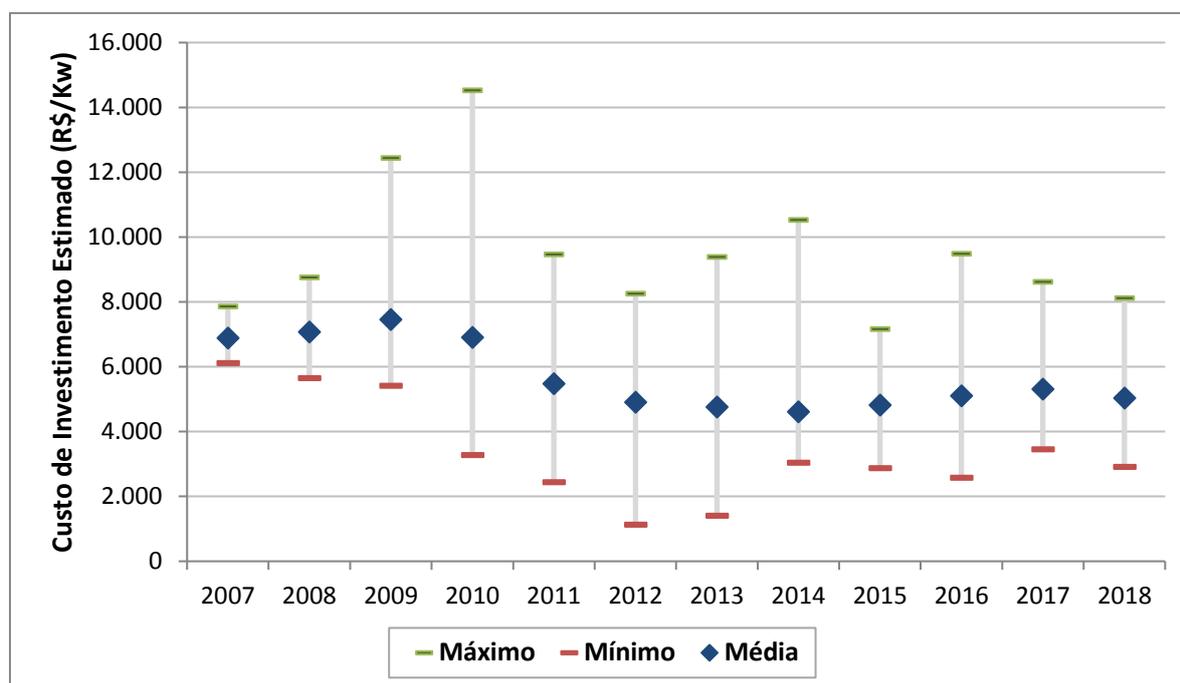


Figura 9 - Custos de investimento dos empreendimentos habilitados, por ano, em R\$/kW

Obs.: Os custos estão referenciados a dezembro/2015.

Fonte: EPE (2018)

Além dos custos mencionados para a construção do empreendimento eólico, devem ser levados em consideração os custos de operação e manutenção, os custos administrativos, os impostos e encargos setoriais.

De forma simplista, o preço da energia ofertado no leilão pode ser visto como a soma de todos os custos do empreendimento eólico, adicionado uma taxa de retorno, que cubra as expectativas do investidor e possibilite o pagamento de seus credores, dividido pela energia gerada pelo empreendimento ao longo de sua vida útil (ou contratual), que gira em torno de 20 anos com um tempo de construção médio de 2 anos. Contudo, vale mencionar que o plano de negócios e seu respectivo fluxo de caixa são de fundamental importância para a real

definição do custo da energia. A opção de usufruir de desconto de 50% na TUST e TUSD, a possibilidade de tributação por lucro presumido ao invés de lucro real e a possibilidade de receita extra por usufruto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) pode representar algo em torno de 7 a 11% da receita bruta, gerando um grande impacto no custo da energia.

O crescimento da competitividade da energia eólica no Brasil se traduz nos preços da energia contratada desta fonte ao longo dos anos e dos programas, como pode ser observado na Figura 10. Nela, encontram-se os preços atualizados para janeiro de 2018 da energia contratada desde o PROINFA até o último leilão ocorrido em 2018.

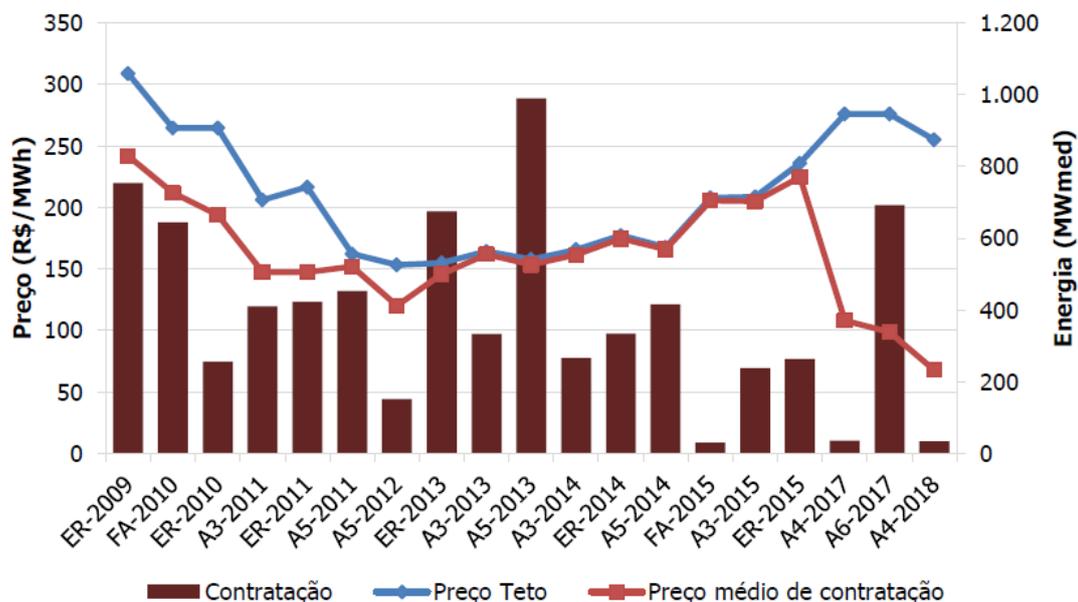


Figura 10 – Preço de contratação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia do ACR e energia contratada

Fonte: EPE (2018)

Desde o programa de incentivos até o 15° LEN, observou-se uma queda gradativa dos preços. A partir do 5° LER se iniciou um processo de estabilização dos preços da energia eólica que durou até fins de 2014. Em 2015 os preços tiveram um aumento substancial, que pode ser atribuído às novas condições de mercado pós-eleições e nova percepção de risco dos investidores. Os patamares atuais de preços alcançados pela tecnologia eólica, nos leilões de 2017 e nesse A-4 de 2018, corroboram com a decisão recente do governo para alterar o tipo de contrato oferecido, para um contrato por quantidade, em que o gerador assume o risco de mercado associado à variabilidade de produção de energia.

Em função dos aspectos econômicos mencionados, a Tabela 7 apresenta alguns parâmetros de custo para a geração eólica *onshore* no Brasil.

Tabela 7. Parâmetros de custo ¹³

	Parâmetros
Custo de Investimento (US\$/kW)	1600 a 1200
Custo O&M Fixo (US\$/kW/ano)	100
Potência Típica (MW)	100
Vida útil (anos)	20
Tempo de construção (anos)	2
FC Médio % (S/SE e N/NE)	40/47

Fonte: Elaboração EPE

2.2.2 Eólica Offshore

Aspectos Tecnológicos

Em 2017, a energia eólica offshore, em âmbito mundial, apresentou a entrada de 3 GW adicionais ao grid, correspondendo a cerca de 600 novas turbinas eólicas. A Europa possui uma capacidade total instalada de energia eólica offshore de 16 GW (4.000 turbinas conectadas à rede) distribuídas por 11 países. Cabe salientar que até 2010 o parque instalado não ultrapassava 1 GW. Os países que mais realizaram aumentos de capacidade instalada foram o Reino Unido, com 1,7 GW, a Alemanha, com 1,2 GW e a Bélgica, com 0,2 GW, (Wind Europe, 2018). A região com mais instalações, em 2017, foi o mar do Norte, com 67% do total de instalações.

De 2013 a 2017, a capacidade instalada cresceu 2 GW por ano, período que o mercado offshore, principalmente o europeu, entrou em um maior ritmo de expansão. Como a indústria offshore atingiu o seu amadurecimento após 2000, os projetos alteraram-se para águas mais profundas e mais distantes da costa. Neste sentido, desde 2009, a maioria dos projetos situaram-se em profundidades superiores a 15 metros e a uma distância de 20 a 80 km da costa.

O tamanho médio de um parque eólico offshore conectado à rede na Europa no fim de 2016 era de cerca de 380 MW, enquanto a profundidade média desses parques era de 30 metros, com distância média até a costa de 44 km (WindEurope, 2017).

Os empreendimentos também vêm apresentando alturas cada vez maiores, com rotores e turbinas cada vez mais robustas. Esta configuração foi especificamente concebida por fabricantes para o mercado exclusivo de offshore contemplando o ambiente marinho mais

¹³ Valores em Reais atualizados para dezembro de 2015 de acordo com o IPCA

severo em que operam. A razão para esta tendência de maiores turbinas e pás especialmente projetadas para geração offshore foi aumentar os fatores de capacidade. Turbinas maiores também podem ajudar na redução dos custos de instalação e amortização dos custos de desenvolvimento de projeto comparativamente a parques eólicos maiores com a mesma configuração de área física. Neste sentido, percebem-se reduções de custo com a indústria cada vez mais padronizando os processos de fabricação para uma nova característica de parque.

Observam-se também métodos de instalação e navios de apoio à construção offshore dotados de maiores requisitos tecnológicos e eficiência, propiciando redução do tempo de instalação.

Conforme apontado pela IRENA, no período de 2001 a 2010, a maioria das turbinas eólicas para projetos offshore estavam na faixa de potência de 2 MW a 4 MW. Depois de 2011, devido a melhorias tecnológicas, a faixa aumentou significativamente, para 4 MW a 6 MW.

Os projetos, ao se tornarem maiores, propiciam aos desenvolvedores se beneficiarem das economias de escala e compensar alguns aumentos de custos relacionados especificamente à localização de projetos em águas mais profundas. O tamanho médio de um parque eólico offshore europeu, que estava em torno de 200 MW em 2011, subiu para a faixa de 380 MW após 2016, um aumento de 90% em relação a 2011 (WindEurope, 2017). A evolução desde 1983 é mostrada na Figura 11.

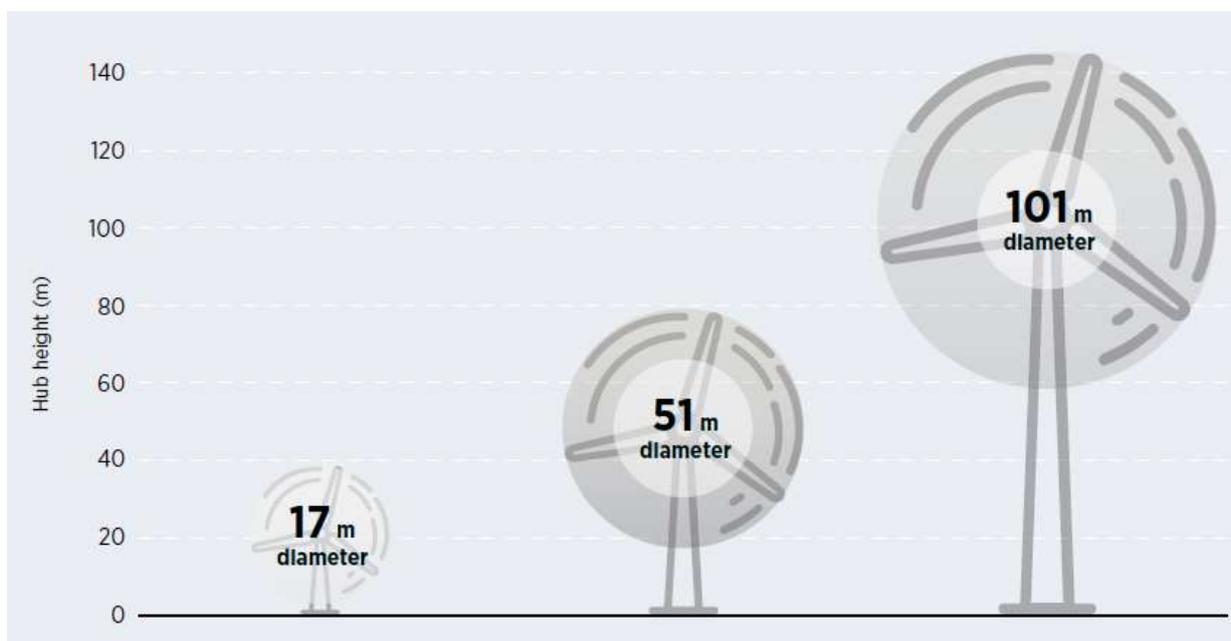


Figura 11 – Evolução do porte dos empreendimentos offshore 1983 a 2016

Fonte: IRENA, 2018

Segundo a IRENA (2015), o rotor da turbina e a nacela representam 38% do total dos custos do projeto, enquanto construção e instalação participam com 19%, a estrutura de suporte e fundações contribuem com 18%, grade conexão / transmissão participa com 13%, a torre da

turbina com 6% e projeto elétrico de desenvolvimento de projetos e custos com os parques eólicos por 3% cada um.

Como é de se esperar, as fundações possuem um peso maior nos custos totais, devido aos custos de operação em alto mar e projetos para o ambiente offshore. Em média, com já descrito acima, respondem por cerca de 18% dos custos instalados (IRENA, 2015). Essa participação pode variar, no entanto, e é influenciada pela profundidade da água, condições no fundo do mar, carga da turbina, peso do rotor e da nacela e velocidade do rotor.

Com a tendência de incorporação de turbinas mais avançadas e potência mais elevada, obtêm-se fatores de capacidade cada vez maiores, o que tem sido impulsionado pelo crescimento da altura média, dos diâmetros de rotor e reclassificação da turbina das turbinas instaladas, mas também das tendências na qualidade dos recursos em novos projetos nos mercados individuais. Em 2017, o fator de capacidade médio para usinas recém comissionadas alcançou cerca de 42%, mas considerando os volumes relativamente baixos de projetos sendo desenvolvidos, a média recém-admitida para um determinado ano tem sido bastante variável.

Para o Brasil, o Ibama conta atualmente com três projetos de produção de energia eólica offshore em andamento. Em alguns países produtores de petróleo a produção eólica offshore atrelada a produção offshore de petróleo tem reduzido custos e trazido bons resultados. É o caso da Noruega, onde a Statoil tem investido em projetos deste tipo.

A Marinha por meio da sua Diretoria de Hidrografia e Navegação (DHN) realiza medições ao longo da costa brasileira a partir de boias, localizadas a 50 km da costa e onde a profundidade é de 200 m, e disponibiliza ao público suas informações. As medições são de caráter horário a uma altura de 4,5 metros. Os valores encontrados apenas servem para indicar a boa qualidade dos ventos. Será necessário um maior aprofundamento no trabalho de medição. Os fatores de capacidade das medições realizadas pela Marinha do Brasil encontram-se na Tabela 8.

Tabela 8. Fatores de permanência dos ventos

Localização	FC (%) 3 m/s	FC (%) 4 m/s	FC (%) 6 m/s	Medições	Início
Fortaleza	99,0%	97,6%	90,5%	9.126	2016
Recife	97,6%	93,3%	63,1%	21.351	2012
Porto Seguro	83,9%	72,3%	41,0%	17.773	2012
Vitória	83,9%	72,3%	41,1%	17.730	2012
Cabo Frio	66,9%	56,1%	34,6%	7.494	2009
Cabo Frio I	91,0%	84,6%	65,0%	7.700	2016
Niterói	51,5%	36,0%	14,7%	13.270	2014
Santos	88,2%	81,0%	60,0%	27.477	2011
Rio Grande	72,0%	68,1%	56,0%	57.557	2009

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Marinha do Brasil

Aspectos de custos

Segundo o Outlook for Offshore Energy to 2040 (IEA, 2018), os custos médios de capital por unidade de nova capacidade eólica offshore (projetos entrando em operação) não mudaram sensivelmente desde 2010, aumentando em alguns pontos percentuais, para US\$ 4.487/kW em 2016 (IRENA, 2018). Até o momento, existe uma amplitude de valores dependendo do tipo de projeto, da maturidade dos mercados locais e das variações nas condições do local: os custos estimados de capital de novos projetos variaram de aproximadamente US\$ 2900/kW como por exemplo para o projeto Lingang na China a US\$ 7500/kW e para o Parque Eólico Block Island nos Estados Unidos.

A principal incerteza para o futuro é o ritmo de queda dos custos. As taxas de aprendizagem sugeridas (definidas como a redução de custos para cada duplicação da capacidade acumulada) variaram de 8% a 19% para turbinas eólicas offshore, mais de 20% para custos de instalação e até 40% para infraestrutura de rede; as taxas foram estimadas nas porcentagens de um dígito para os custos globais de parques eólicos offshore. Nas projeções da IEA, foi suposta uma taxa de aprendizado de 11% para a energia eólica offshore, impulsionada por fatores locais e globais.

Com base na implantação no Cenário Novas Políticas, isso leva os custos de capital projetados de US\$ 4.500/kW em 2016 para cerca de US\$ 3.550/kW em 2025 e US\$ 3.000/kW em 2040. No entanto, se essas reduções de custo puderem ser fortemente aceleradas - por exemplo, alcançando uma redução de 20% para cada dobramento na capacidade acumulada - os custos médios de capital cairiam abaixo de US\$ 3.000/kW em 2025 e perto de US\$ 2.000/kW em 2040 (e qualquer aceleração na implantação traria esses ganhos adiante).

O IRENA, na publicação Technology Baseline 2017, apresenta projeções para 2050 derivadas do potencial de geração. Foi estimada uma redução de custo para a tecnologia offshore com base em uma pesquisa com cerca de 160 especialistas da indústria eólica (WISER et al. 2014)¹⁴. Este estudo produziu três diferentes rotas de redução de custo, i) “alto custo” que não apresenta alterações no CAPEX, O&M ou fator de capacidade de 2015 a 2050; ii) “custo médio” com redução do Capex correspondente a um cenário com 50% de probabilidade na pesquisa aos especialistas e iii) “baixo custo” com redução percentual equivalente a 10% de probabilidade segundo a pesquisa de especialistas (WISER et al. 2016).

No entanto, como a indústria eólica offshore nacional ainda não está amadurecida, os custos unitários das turbinas devem diminuir e há muitas oportunidades para inovar durante todo o processo de construção e instalação, levando a reduções substanciais nos custos de capital (IRENA, 2018).

Na Tabela 9 abaixo são apresentadas as estimativas de CAPEX (US\$/kW) com referências da IEA (2018), IRENA (2018) e a utilizada na modelagem de longo prazo. A curva de custo utilizada para a modelagem de longo prazo se posiciona entre as faixas da IEA e IRENA.

¹⁴ <https://emp.lbl.gov/publications/forecasting-wind-energy-costs-and>

Tabela 9. Parâmetros de custos internacionais

Itens	CAPEX (US\$/kW)	O&M fixo (R\$/kW/ano)
Cenário Novas Políticas (IEA, 2018) ¹⁵	4500	140
Redução Acelerada (IEA, 2018)	4500	109
IRENA Baixo (2017) ¹⁶	5600	105
IRENA Médio (2017)	5900	157
IRENA Alto (2017)	6200	157

Fonte: Elaboração EPE adaptado de IRENA e IEA

Em função dos aspectos econômicos mencionados, a Tabela 10 apresenta alguns parâmetros de custo para a geração eólica *offshore* no Brasil.

Tabela 10. Parâmetros de custo

	Parâmetros
Custo de Investimento (US\$/kW) ¹⁷	5000 a 4200
Custo O&M Fixo (US\$/kW/ano)	210
Potência Típica (MW)	400
Vida útil (anos)	20
FC Médio %	50 a 60

Fonte: Elaboração EPE

Com base nos resultados das medições realizadas pela Marinha do Brasil será desenvolvida uma análise mais detalhada sobre o fator de capacidade médio a ser aplicado nos estudos de longo prazo, visando diferenciar as áreas, e as potências instaladas correspondentes, que podem ser consideradas como fonte de base.

¹⁵ Outlook for Offshore Energy to 2040 (IEA, 2018)

¹⁶ Technology Baseline 2017 (IRENA, 2017)

¹⁷ Média dos investimentos declarados à CCEE para empreendimentos vencedores dos leilões de 2015 (CCEE, 2016)

2.3 Usinas Solares

Ao contrário de muitas tecnologias convencionais de geração elétrica, a fotovoltaica e a heliotérmica têm experimentado uma redução de custos ao longo dos últimos anos, derivada de inovações tecnológicas, aumentos na eficiência e economia de escala, principalmente. Esta redução de custos tem sido crucial na difusão de sistemas fotovoltaicos e usinas heliotérmicas durante a última década. Em geral, para as duas tecnologias, estima-se que a tendência continue ao longo do horizonte 2050, embora as quedas mais acentuadas devam acontecer ainda no horizonte decenal.

A difusão de sistemas fotovoltaicos se iniciou a partir da geração de pequena escala, havendo ocorrido seu desenvolvimento tecnológico, ganhos de escala e redução de custos através desse mercado. No caso da tecnologia heliotérmica, seu desenvolvimento passa inevitavelmente pela viabilização de grandes plantas geradoras, o que apresenta desvantagem competitiva a esta fonte, frente à fotovoltaica.

2.3.1 Fotovoltaica

Aspectos Tecnológicos

A geração fotovoltaica faz uso de elementos semicondutores fotossensíveis que convertem a radiação solar em uma diferença de potencial nos terminais da junção P-N¹⁸. A ligação elétrica desses terminais resulta na circulação de corrente elétrica contínua¹⁹. Ou seja, é a conversão direta de luz em eletricidade. Uma única célula solar produz, em condições nominais de teste, diferença de potencial entre 0,5 e 0,6 V e potência entre 4 e 5 W, de modo que, para uso prático, as células devem ser arranjadas em ligações série-paralelo constituindo os módulos (painéis) fotovoltaicos, com potência geralmente entre 260 Wp²⁰ e 320Wp, com tensão nominal de 12 ou 24 V. O arranjo série-paralelo de módulos permite o atendimento de cargas maiores.

As células fotovoltaicas podem ser produzidas a partir de diversos materiais. Atualmente, mais de 90% do mercado fotovoltaico mundial é coberto por células de silício cristalino (mono e poli).

¹⁸ Denomina-se **junção P-N** a estrutura fundamental dos componentes eletrônicos comumente denominados semicondutores, principalmente diodos e transistores. É formada pela junção metalúrgica de dois cristais, geralmente silício (Si) e, atualmente menos comum, germânio (Ge), de natureza P e N, segundo sua composição a nível atômico.

¹⁹ Em aplicações isoladas é possível utilizar a energia gerada em sua forma contínua. Quando conectada à rede, a corrente contínua precisa ser convertida para corrente alternada com o auxílio de um inversor de frequência.

²⁰ A potência nominal de uma célula ou módulo solar fotovoltaico é a potência de pico (ou potência máxima) obtida sob condições de teste (CPT). Daí vem o fato de se incluir o sufixo “p” à unidade de potência utilizada. As CPT para células e módulos fotovoltaicos são: temperatura da junção da célula fotovoltaica = 25 ± 2 °C; intensidade de radiação = 1000 W/m² normal à superfície de ensaio; espectro solar = AM 1,5.

O restante é composto por tecnologias de filme fino, entre elas: silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre índio gálio (CIGS). Cada uma destas tecnologias apresenta uma eficiência típica na conversão da energia solar para eletricidade, que impacta, basicamente, na área ocupada para gerar a mesma quantidade de energia (Tabela 11).

Tabela 11. Eficiência típica dos módulos fotovoltaicos

Tecnologia	Eficiência típica de módulos comerciais	Eficiência dos melhores módulos (em laboratório)
Silício cristalino		
Monocristalino	17 a 21,5%	22,9%
Policristalino	14 a 17%	18,5%
Filmes finos		
Silício amorfo (a-Si)	4 a 8%	10,9%
Telureto de Cádmio (CdTe)	10 a 16,3%	18,2%
Disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS)	12 a 14,7%	17,5%
Concentrador fotovoltaico (CPV)	27 a 33%	38,9%

Nota: módulos comerciais podem ser até 40% menos eficientes que as células testadas em laboratório. Ao aumentar o tamanho das células e agrupá-las para formar os módulos, aumentam-se as perdas. Adicionalmente, na fabricação de módulos comerciais são utilizados materiais e processos mais baratos, o que compromete a eficiência final do módulo (MIT, 2015).

Fonte: Levantamento feito através de sites de diversos fabricantes em 2015, além de (FRAUNHOFER ISE, 2014).

Por serem depositados sobre diversos tipos de substratos de baixo custo (plásticos, vidros e metais), os filmes finos constituem uma tecnologia barata. Quando comparado com as formas cristalinas do silício, o gasto de energia na fabricação de células de filme fino é menor, mas a eficiência na conversão da energia também é menor. Além disso, a eficiência da conversão nessa tecnologia diminui mais acentuadamente logo nos primeiros meses após a instalação. Em compensação, filmes finos costumam ser menos afetados por temperaturas elevadas.

Apesar da eficiência das células fotovoltaicas ser considerada baixa frente a outras fontes de geração, deve-se ter em mente que se utiliza um recurso abundante e gratuito. No entanto, o aumento da eficiência implica numa menor área para a mesma geração. Nesse sentido, cabe salientar que mesmo não havendo restrições de espaço no Brasil para aplicações de grande escala (como indica a nota de recurso solar), o aumento da eficiência é fundamental para a diminuição dos custos dos sistemas, uma vez que se reduz a quantidade de material utilizada na confecção dos módulos e na montagem dos sistemas.

A vida útil dos módulos fotovoltaicos costuma ser de 25 anos, sendo que os fabricantes que atendem aos padrões internacionais de qualidade garantem 80% da potência nominal do módulo ao final deste período (MONTENEGRO, 2013). Esta queda na produção é devida à degradação natural das células fotovoltaicas, podendo ser considerada uma redução média de 0,5% a.a. na produção fotovoltaica (VIANA et al., 2012; BENEDITO, 2009). Os inversores²¹, por sua vez,

²¹ Equipamentos utilizados para transformar a corrente contínua (c.c.) - da saída dos módulos fotovoltaicos - em corrente alternada (c.a.).

costumam ter garantias de 5 a 10 anos, podendo a vida útil se estender um pouco sobre este período (PINHO e GALDINO, 2014).

Uma planta geradora fotovoltaica é muito simples, sendo basicamente uma ampliação de um sistema de pequeno porte. Esta simplicidade se reflete em pouco tempo necessário para construir uma central fotovoltaica, em geral menos que um ano. Adicionalmente, a relativa simplicidade dos sistemas, sem partes móveis e girantes ou utilização de fluidos de trabalho, confere robustez às instalações, de forma que seja necessária pouca manutenção, ou quando necessária (limpeza dos módulos, por exemplo) podendo ser realizada à noite, sem interferir na operação.

Como apresentado na nota técnica de recurso solar, as melhores localidades brasileiras possibilitam um fator de capacidade (FC_{CC})²² próximo a 19%, enquanto que áreas com irradiação próxima a 5,5 kWh/m²/dia apresentam fator de capacidade pouco menor que 17,5%. Este fator é calculado para estruturas fixas, voltadas para o norte e com inclinação igual à latitude do local. No entanto, com estruturas móveis que acompanham o movimento solar, é possível aumentar o FC_{CC} para 23% a 25%, aproximadamente (sistemas de um eixo), (EPE, 2014; EPE 2015). Pela simplicidade dos sistemas de um eixo frente ao seu resultado, é provável que esta solução se difunda nas plantas fotovoltaicas. Essa tendência tem sido observada nos empreendimentos vencedores dos Leilões de Energia de Reserva realizados desde 2014.

Além da geração centralizada e distribuída conectada à rede (que será abordada na Demanda de Energia, dada sua característica de abater consumo), ressalta-se a alternativa de atendimento a sistemas isolados através da energia fotovoltaica. Esta foi uma das opções tecnológicas adotadas no Programa Luz para Todos, além de outros programas, podendo ser usado em sistemas híbridos ou não. De fato, da potência fotovoltaica instalada no Brasil até meados de 2015, a maioria estava em sistemas isolados, totalizando cerca de 30 MWp (ABINEE, 2012). A depender de incentivos, esta alternativa ainda deve continuar sendo adotada no país enquanto houver locais sem acesso à rede.

Os sistemas fotovoltaicos não emitem poluentes durante sua operação, desta forma, os principais impactos ambientais decorrentes da geração fotovoltaica estão associados à obtenção e transformação da matéria prima para produção dos módulos e ao seu descarte. Durante o seu ciclo de vida, as emissões ao meio ambiente ocorrem principalmente indiretamente, através das plantas geradoras que fornecem energia necessária à produção dos módulos fotovoltaicos. Porém, estas emissões são extremamente pequenas se comparadas às emissões de usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis (FTHENAKIS; KIM, 2011). Adicionalmente, atenta-se a alguns gases e químicos utilizados na produção que tem potencial risco, como o tetracloreto de silício e o triclorosilano, por exemplo. No entanto, os processos industriais atuais são capazes de controlar o contato com estes componentes. Ultimamente, ao final da vida útil é necessário o correto descarte ou reciclagem para prevenir que elementos

²² Fator de capacidade com base em corrente contínua. Ou seja, a energia média gerada dividida pela potência total dos módulos fotovoltaicos. Neste documento, ao tratar de fator de capacidade de sistemas fotovoltaicos, será utilizada esta padronização.

como o chumbo e cádmio (metais extremamente tóxicos) entrem em contato com o meio ambiente.

Aspectos Elétricos e Energéticos

Em condições de céu claro, com auxílio da geometria para cálculo da posição relativa entre o Sol e a Terra, a geração solar fotovoltaica pode ser prevista com grande exatidão. Contudo, em escalas menores de tempo, a presença e o comportamento aleatório de nuvens podem resultar em rápidas variações da irradiação solar e, portanto, da geração de energia elétrica. Pela ausência de inércia, em dias nublados podem ser observadas variações de potência de $\pm 50\%$ em intervalos de tempo entre 30 e 90 segundos e de $\pm 70\%$ em intervalos de tempo entre 2 e 10 minutos (NERC, 2009). De modo comparativo, estima-se que em intervalos de 30 minutos a variabilidade da geração fotovoltaica seja cerca de 10 vezes maior que da geração eólica.

A variabilidade extrema da geração fotovoltaica é uma das dificuldades técnicas mais significativas para inserção em larga escala da microgeração solar na rede de distribuição de baixa tensão. Isso se deve ao fato de essas redes, em geral, possuírem recursos limitados de controle de tensão e não serem originalmente dimensionadas para inserção de grandes montantes de geração intermitente. Quando alocados no sistema de distribuição, os microgeradores proporcionam o efeito benéfico de aliviar o carregamento dos circuitos da rede. Contudo, quando adicionadas em grande escala, essas novas fontes de energia podem alterar a característica natural de operação da rede tornando-a predominantemente exportadora de energia. Essa alteração de comportamento da rede, que também está influenciada pela intermitência da geração, exige uma atuação mais frequente dos dispositivos de controle de tensão da rede, diminuindo sua vida útil. Adicionalmente, essas novas fontes contribuem para aumentar a magnitude das correntes de curto-circuito na rede, podendo impactar no aumento dos custos com equipamentos de proteção (MIT, 2015).

Em relação à geração centralizada, a intermitência devida à conversão direta da energia solar em elétrica também é um problema para o operador do sistema, que tem que lidar com picos e vales na curva de produção de eletricidade à medida que nuvens vêm e vão. Porém, da mesma forma que na geração eólica, a dispersão espacial de parques geradores pode reduzir significativamente a variabilidade do conjunto, amenizando o problema.

Importa destacar que, em razão da característica cíclica solar, sua produção fica limitada apenas ao período diurno. Diversas alternativas de armazenamento energético vêm sendo desenvolvidas para contornar este problema, no entanto, atualmente ainda não há alternativas comerciais maduras que possibilitem a energia fotovoltaica atender o período de ponta noturna do sistema interligado nacional - SIN. Assim sendo, a geração fotovoltaica não substitui investimentos na ampliação da capacidade instalada do sistema elétrico, contribuindo para a geração de energia (em substituição à geração de termelétricas a combustível fóssil, reduzindo assim custos de combustível e emissões de gases poluentes).

Aspectos de Custos

Historicamente, o custo dos sistemas fotovoltaicos caiu mais de 100 vezes desde 1950, mais do que qualquer outra tecnologia neste período (NEMET, 2006), sendo que entre 1980 e 2013 a curva de aprendizagem dos módulos fotovoltaicos foi de 21,5% (FRAUNHOFER ISE, 2014). Os módulos fotovoltaicos representaram por anos a parcela mais significativa nos custos totais dos sistemas fotovoltaicos (67%, na média, em 2008, por exemplo (GTM RESEARCH, 2012). No entanto, a produção desse componente barateou bastante nos últimos anos, de forma que a parcela dos módulos no custo total dos sistemas esteja atualmente abaixo de 50%.

Mais recentemente, os preços dos módulos solares fotovoltaicos na Europa diminuíram 83% do final do primeiro trimestre de 2010 até o final do primeiro trimestre de 2017 como é apresentado na Figura 12.

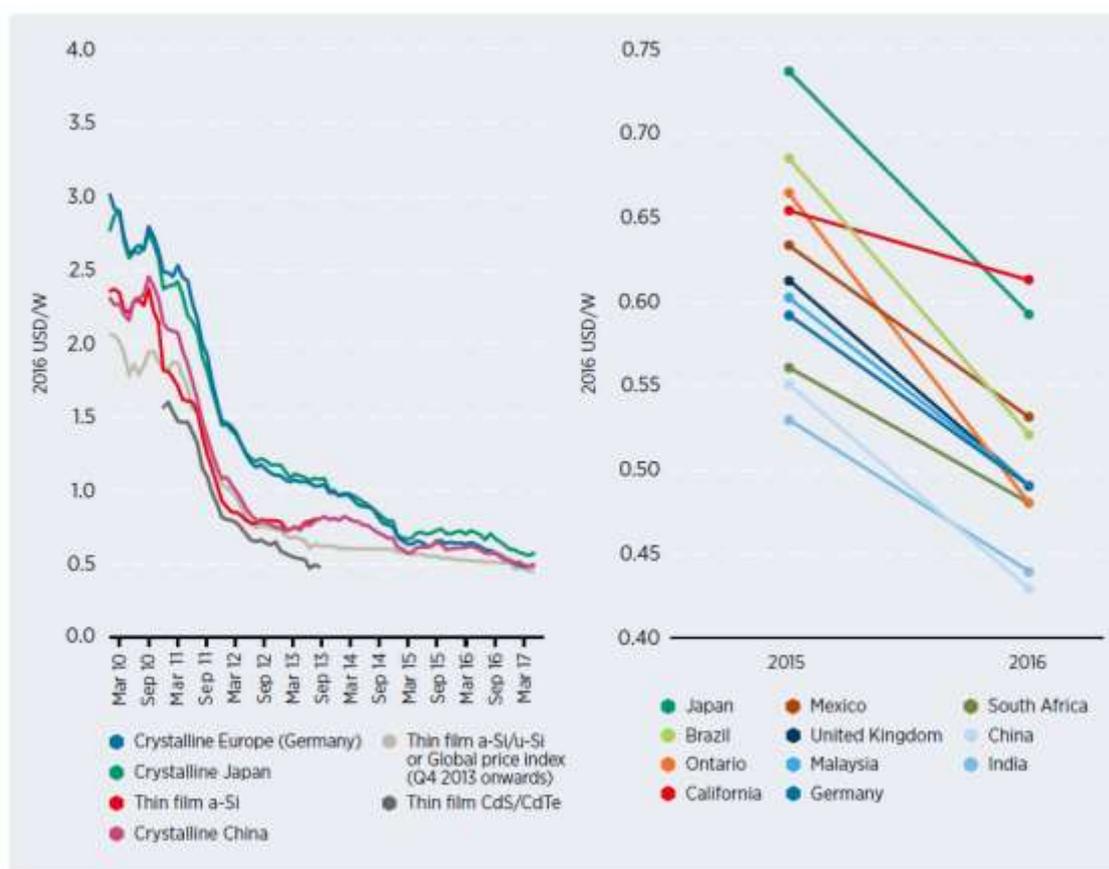


Figura 12 – Preços médios do módulo solar fotovoltaico na Europa por fabricante e preços médios anuais dos módulos por mercado entre 2015 e 2016

Fonte: IRENA, 2018

Em 2016, segundo o Renewable Power Generation Costs (IRENA, 2018), a média dos preços de venda dos módulos na China estava em torno de US\$ 0,43/W, enquanto na Califórnia (um dos principais mercados) os preços estavam situados em US\$ 0,61/W. Em 2017, os preços dos módulos caíram para valores em torno de US\$ 0,40/W, esta queda persistente se deve principalmente ao aumento de capacidade, implantação e sua economia de escala associadas.

As reduções de custo de módulo se relacionaram, segundo a IRENA, às melhorias nos processos de produção e ganhos de eficiência associados ao aumento na adoção de novos designs de células (embora o crescimento na implantação e fabricação cumulativa escala ainda desempenhem um papel relevante na obtenção de baixos custos).

Os custos de investimento de sistemas fotovoltaicos apresentam ampla faixa de variação e dependem de diversos fatores, como por exemplo, localização, configuração, tipo e tamanho do sistema. Os custos levantados internacionalmente em 2014 para plantas fotovoltaicas indicavam uma média de US\$ 2.250/kW nos EUA, enquanto na Europa esteve em torno de US\$ 1.950/kW, sendo os menores valores observados em instalações na China (média de US\$ 1.650/kW) (IRENA, 2015).

No Brasil, até 2015, apenas algumas plantas pilotos haviam sido instaladas, de forma que os custos reais de instalação desta fonte no país ainda não estejam consolidados. Como estimativa, é possível utilizar os dados dos empreendimentos vencedores dos leilões realizados. No 6º Leilão de Energia de Reserva, realizado em 2014, o custo informado de investimento médio entre os projetos vencedores foi igual a US\$ 1.915/kW, ou US\$ 1.610/kWp²³. Os valores mínimos e máximos estiveram na faixa de US\$ 1.400/kWp e US\$ 2.100/kWp, respectivamente.

No leilão realizado em 2018, o CAPEX ficou na faixa de US\$ 900/kWp, bem abaixo dos custos internacionais mais recentes, da ordem de US\$ 1.800/kWp. Conforme dados da Brasil Energia (2018), o principal fator que proporcionou essa redução no investimento foi a queda do preço dos equipamentos. No Leilão de Energia de Reserva realizado no final de 2015, o módulo FV era comercializado internacionalmente ao preço de US\$ 0,56/Wp, enquanto no início de 2018 o preço está em US\$ 0,31/Wp. Ou seja, uma redução de 44% em dois anos. Queda similar foi verificada nos inversores, com preço variando de US\$ 0,11/Wp para US\$ 0,06/Wp entre 2015 e 2017 (Brasil Energia, 2018).

Concomitante à queda nos preços dos equipamentos, prevista para continuar conforme o horizonte sinalizado, o custo de O&M também é estimado nesta direção, para o quê destaca-se o uso de inovações como drones para inspeção aérea e de máquinas autônomas para a limpeza dos módulos a seco, que diminuem as despesas durante a vida útil do parque (idem).

Em função dos aspectos econômicos mencionados, a Tabela 12 abaixo apresenta alguns parâmetros de custo para a geração fotovoltaica centralizada no Brasil.

²³ Valor em dólar convertido com a taxa média de câmbio do Dólar americano (venda) de outubro de 2014, mês de realização do LER 2014, sendo 1 US\$ = R\$ 2,35.

Tabela 12. Parâmetros da geração fotovoltaica centralizada

	Parâmetros
Custo de Investimento (US\$/kWp)	1.350 a 800
Custo O&M Fixo (R\$/kWp/ano)	20
Potência Típica (MWp)	25
Vida útil (anos)	20
Tempo de construção (anos)	1
Fator de Capacidade Médio (%)	30

Fonte: Elaboração EPE

Os custos dos sistemas fotovoltaicos isolados, por sua vez, são mais elevados, por necessitarem principalmente de baterias. Além disso, aos equipamentos devem-se somar os custos de logística, mão de obra e transporte, que elevam significativamente o custo final. Galdino (2012) faz uma análise dos custos dos sistemas isolados implantados no país e conclui que o valor em equipamentos, para 2012, era igual a 10,7 US\$/Wp, enquanto o custo total somava 19,4 US\$/Wp. A tendência é de redução destes custos, porém as baterias utilizadas até então vem apresentando elevação nos preços (idem), fazendo com que a queda não seja tão acentuada. Para experimentar reduções substanciais, os sistemas isolados dependem, portanto, do desenvolvimento de novas e mais baratas tecnologias de armazenamento.

Os custos de investimento de sistemas fotovoltaicos (inversor, módulo e balance of system components - BOS) devem reduzir mais de 30% entre 2020 e 2050. O aperfeiçoamento das tecnologias de armazenamento de eletricidade em grande escala deve revolucionar a geração fotovoltaica, no entanto, dadas suas incertezas em relação às perspectivas tecnológicas e custos, não foi modelada no âmbito do PNE 2050. A Figura 13 apresenta a curva de custo de investimento decrescente partindo de 1350 US\$/kW no período 2015/2019 a 800 US\$/kW no período de 2040/2050.

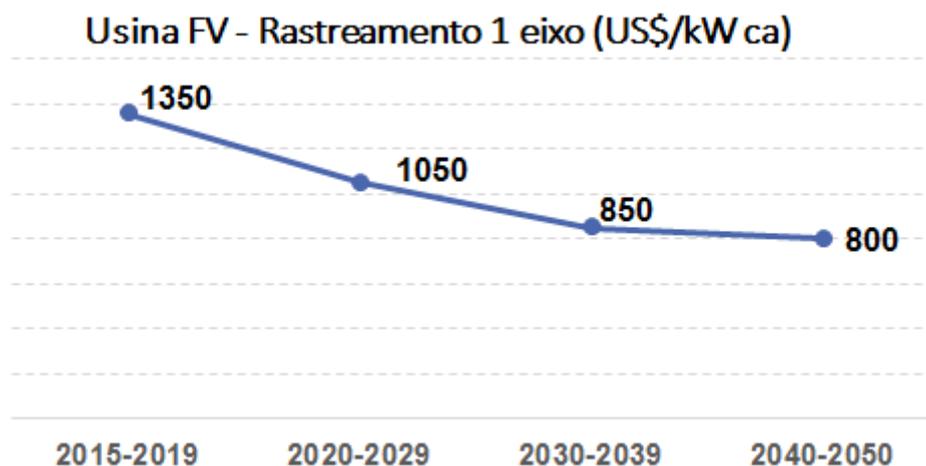


Figura 13 – Custos de investimento decrescentes para sistemas fotovoltaicos

Fonte: Elaboração própria a partir de GTM Research (2018), LEN A-4 - (2017 e 2018), Irena (2016) e IEA (2014).

Aspectos Industriais

Promover a indústria solar local é uma alternativa que pode trazer benefícios adicionais ao energético com a participação desta fonte na matriz elétrica brasileira, como o desenvolvimento tecnológico, econômico e social. Além disto, salienta-se que o conteúdo local tem sido, geralmente, condição para usufruir de linhas de financiamento mais atrativas aos empreendimentos. No entanto, uma pré-condição para o desenvolvimento desta indústria no país é o estabelecimento de um mercado doméstico sustentado.

Atualmente, aproximadamente 90% dos módulos fotovoltaicos produzidos são de silício (monocristalino, policristalino e amorfo). O silício é o segundo elemento mais abundante da crosta terrestre, significando não haver restrições quanto à matéria prima para produção dos painéis. A capacidade industrial de produção de módulos sempre se mostrou superior às vendas (EPIA, 2013), demonstrando historicamente uma habilidade de aumentar a produção rapidamente para atender a demanda (EPIA, 2011), também não sendo esta uma restrição para o desenvolvimento fotovoltaico a nível mundial.

O Brasil possui importantes reservas de quartzo, mineral onde o silício é encontrado, o qual é produzido e exportado em grau metalúrgico (um grau com menor índice de pureza), sendo considerado ainda como matéria prima bruta para a produção de células fotovoltaicas. A transformação deste silício de grau metalúrgico em silício de grau solar e/ou eletrônico (graus com maiores índices de pureza) requer um processo de purificação que agregaria alto valor ao mineral brasileiro (o silício grau solar vale cerca de 10 vezes o preço do silício grau metalúrgico (CARVALHO et al., 2014). Atualmente, a purificação do silício é realizada fora do país, havendo parque industrial no Brasil apenas para realizar a montagem dos módulos.

2.3.2 Heliotérmica (CSP)

Aspectos Tecnológicos

O princípio básico desta tecnologia é a utilização de superfícies espelhadas que refletem e concentram a irradiação solar direta normal (H_{DIR}) com o objetivo de convertê-la em energia térmica a partir da qual se aquece um fluido para gerar vapor que irá acionar um conjunto turbina-gerador. Para isto, existem quatro tecnologias de concentração solar que podem ser classificadas de acordo com o tipo de foco e receptor: i) Refletor linear Fresnel; ii) Receptor central (torre); iii) Cilindro parabólico e iv) Disco Stirling

A tecnologia de concentradores cilíndrico-parabólicos é a mais madura atualmente. No entanto, as torres solares estão se tornando mais comuns (41% das plantas em construção em 2014) (REN21, 2015), sendo considerada como a possível tecnologia do futuro, por possibilitar atingir temperaturas mais elevadas ao usar sais fundidos como fluido de transferência de calor, elevando a eficiência e reduzindo custos (IRENA, 2012).

As tecnologias de refletor linear Fresnel e disco parabólico são as menos desenvolvidas. A primeira, devido a sua simplicidade, pode vir a competir em custos com as demais, enquanto que a segunda pode ter espaço apenas em aplicações específicas, se aproveitando da sua relativa modularidade (IRENA, 2012).

Em geral, uma usina heliotérmica possui viabilidade técnica em localidades com H_{DIR} superior a 2000 KWh/m². Simultaneamente, as usinas necessitam de um volume considerável de água para refrigeração do sistema e limpeza dos helióstatos. Assim, locais com baixa taxa de nebulosidade (característica de locais áridos), ideais para instalação desses sistemas, devem ter disponibilidade hídrica suficiente para o funcionamento da usina, condição que nem sempre é obtida. Atualmente, já existem tecnologias de resfriamento a seco, embora estas diminuam a eficiência do processo, aumentando o custo da energia gerada, sendo pouco utilizadas até então.

Uma planta heliotérmica típica tem potência de 100 MW. Seu tempo de construção é em torno de três anos, com vida útil mínima prevista de 25 anos, segundo informações de fornecedores de equipamentos e consultores, considerando critérios de O&M adequados para este tipo de instalação. A degradação da planta é desprezível nesse período, não sendo esperadas perdas significativas de rendimento e de desempenho dos materiais como espelhos e tubos absorvedores.

Armazenamento

Um desafio para o uso generalizado da energia solar é a restrição de produção de energia quando o Sol se põe ou é bloqueado por nuvens. O armazenamento de energia na forma térmica (já disponível comercialmente), acumulado em meios líquidos ou sólidos, como sais fundidos,

cerâmicas ou misturas de sais em mudança de fase, permite que as usinas alcancem fatores de capacidade acima de 70%. Sem o armazenamento, o fator de capacidade não vai além de 35%, mesmo aumentando sobremaneira o múltiplo solar (IRENA, 2012).²⁴

A capacidade de acumulação térmica geralmente varia entre 4h e 12h. Em geral, os projetos com maior capacidade de armazenamento são feitos em conjunto com plantas do tipo torre solar. Obviamente que para atingir este armazenamento, para um mesmo bloco de potência, é necessário um campo solar maior, acarretando em custos superiores.

Assim como uma planta fotovoltaica, uma heliotérmica pura, isto é, sem *back up*, não emite poluentes durante sua operação, de forma que as emissões estejam associadas majoritariamente à produção dos componentes da planta. Estas emissões aumentam ao adicionar armazenamento ou *back up* à planta. Adicionalmente, assim como em qualquer termelétrica, destaca-se como impacto ambiental o consumo de água utilizado no resfriamento do condensador do ciclo Rankine, embora as plantas com resfriamento a seco possam reduzir o consumo de água em cerca de 75% (KLEIN; RUBIN, 2013).

Aspectos Elétrico e Energético

Conforme foi apresentado na nota técnica de recurso solar, a H_{DIR} é mais susceptível a variações, sendo assim, as incertezas no cálculo da produção de energia são elevadas, embora as plantas atualmente em operação comercial possuam estações de medição de radiação que possibilitam uma previsibilidade de geração de energia com até 24 horas de antecedência, especialmente aquelas que administram o despacho da energia térmica armazenada.

No entanto, se por um lado a previsibilidade da geração heliotérmica em longo prazo é menor, por outro, em intervalos de tempo pequenos, da ordem de minutos, a inércia térmica do fluido aquecido assegura a oferta face à pequena variabilidade de curtíssimo prazo da geração.

No âmbito do planejamento, entende-se que a geração heliotérmica se distingue da fotovoltaica especialmente pela capacidade de armazenamento. Essa capacidade de acumulação térmica é dimensionada de acordo com o modo de operação previsto para a usina, se em regime contínuo (base), como seguidora da curva diária de carga ou mesmo como usina de ponta, o que representa uma grande vantagem da geração heliotérmica frente à fotovoltaica.

²⁴ A variável de projeto que caracteriza a relação entre o porte do campo solar (refletores) e a capacidade do bloco de potência é conhecida como “múltiplo solar”, cujo valor fica na faixa de 1,1 - 1,5 (sem armazenamento térmico) e da ordem de 3,0 - 4,0 (plantas com armazenamento).

Aspectos Industriais

Uma usina heliotérmica pode ser dividida em duas partes: a de captação de irradiação solar e redirecionamento dessa irradiação para um determinado fluido específico e a de geração termelétrica. Destaca-se que esta última é comum a plantas termelétricas convencionais, sendo que o Brasil domina essa tecnologia e possui parque industrial para atender a demanda.

Por outro lado, são os componentes principais dos sistemas, e.g. espelhos parabólicos e tubos absorvedores, que oferecem o maior valor agregado. Entretanto, requer-se elevado *know-how* tecnológico e avançados processos industriais para produzir tais componentes (WORLD BANK, 2012), sendo este mercado dominado por poucas empresas europeias e uma americana, além da entrada recente da China neste negócio. O Brasil, apesar de não possuir fabricantes desses componentes, poderia desenvolver a produção local através da expertise de algumas indústrias existentes, como a vidreira e cerâmica.

Aspectos de Custos

A viabilidade econômica de uma usina heliotérmica também é dependente de muitos fatores, como a quantidade de radiação solar direta, a topografia, a disponibilidade de terras e o acesso ao sistema de transmissão. Informações horárias sobre o recurso solar devem ser tomadas ao longo de pelo menos um ano, no local da futura central, para estimar com maior precisão a quantidade e o custo da energia produzida (MEYER, 2013).

Os custos de investimento para plantas que incluem armazenamento tendem a ser maiores do que as sem este complemento (IRENA, 2018). Contudo, o armazenamento permite maiores fatores capacidade. Por exemplo, para centrais heliotérmicas de cilíndrico parabólico (a tecnologia com maior participação de projetos no mundo até agora), os custos totais de instalação obedecem a um intervalo de US\$ 2.550/kW a US\$ 11.265/kW para sistemas sem armazenamento.

Para plantas com maior tempo de armazenamento há poucos dados internacionais. No entanto, uma análise *bottom-up* dos custos de investimento sugere um investimento, de US\$ 6.050/kW a US\$ 13.150/kW para projetos adicionando de quatro a oito horas de armazenamento para os quais os dados de custo estão disponíveis pela IRENA (Figura 14).

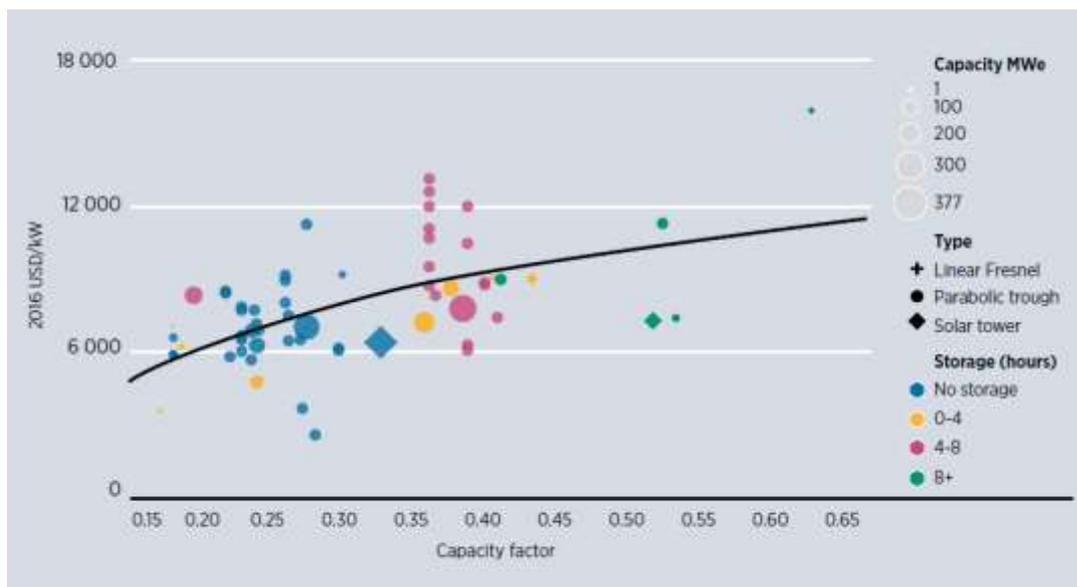


Figura 14 – Custo de investimento e fatores de capacidade de projetos de CSP por quantidade de armazenamento, 1984-2016

Fonte: IRENA, 2018

A IRENA apresentou uma série temporal de projetos no período de 2009 a 2016 e apontou que os custos de capital em sistemas sem armazenamento obedeceram a uma variação entre US\$ 3.650/kW e US\$ 11.300/kW. A maioria desses projetos começou a operar entre 2009 e 2013 na Espanha e foi beneficiado por subsídios para o desenvolvimento da tecnologia. A Figura 15 apresenta os custos para o período de 2009-2016.

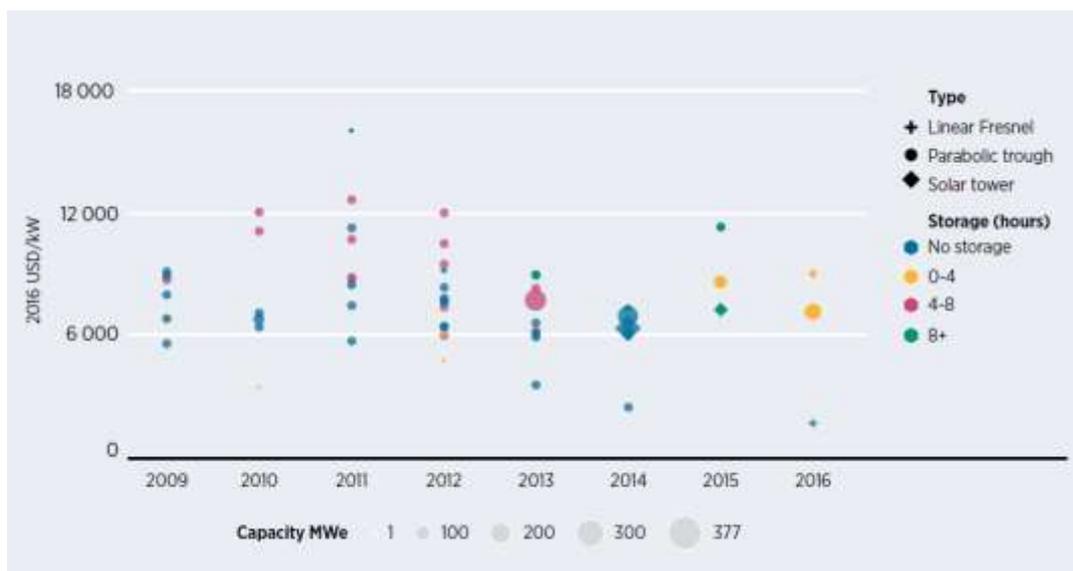


Figura 15 - Projetos de CSP com custos de investimento por tamanho do projeto, tipo de coletor e quantidade de armazenamento, 2009-2016.

Fonte: IRENA, 2018

Porém, apesar do maior custo inicial, o custo nivelado da energia produzida por centrais com armazenamento costuma se igualar ao de uma planta simples, por conta do seu maior fator de capacidade. Logo, esta alternativa é preferível, uma vez que possibilita maior flexibilidade no despacho de eletricidade. O custo da energia produzida é fortemente impactado pela irradiação direta normal (H_{DIR}) no local da planta. Assumindo uma base de 2100 kWh/m²/ano, para cada aumento de 100 kWh/m²/ano o custo nivelado é reduzido em 4,5% (IRENA, 2012).

A redução nos custos das plantas heliotérmicas, assim como nas fotovoltaicas, deve ser mais expressiva ao longo da próxima década, podendo cair até 40% neste período (IRENA, 2013). Esta queda deve ocorrer em função de um aumento no tamanho típico das centrais, associado à produção em massa dos componentes. Como exemplo, estima-se uma economia de 10% ao aumentar a escala da planta de 50 MW para 100 MW (FICHTNER, 2010). Adicionalmente, destacam-se as reduções estimadas com o melhoramento do design dos elementos utilizados no campo solar e com o desenvolvimento de novos fluidos de transferência de calor que atinjam maiores temperaturas, que, juntamente com as torres solares, poderão aumentar a eficiência e aperfeiçoar os processos de armazenamento.

A operação e manutenção (O&M) de uma planta heliotérmica se dividem entre o bloco de potência e o campo solar. As atividades relacionadas ao bloco de potência são similares ao de uma planta termelétrica convencional (IEA, 2014). No campo solar, os gastos são elevados em função da necessidade de reposição de espelhos e absorvedores quebrados. As despesas com a lavagem dos espelhos, incluindo o custo da água, também são significativos. Dessa forma, os custos totais de O&M, incluindo o seguro da planta, foram estimados em US\$ 0,02 a US\$ 0,04/kWh. Essa cifra também pode ser decomposta em um valor fixo de US\$ 70/kW/ano, um variável igual a US\$ 0,003/kWh e o seguro anual no valor de 0,5% a 1% do investimento total (IRENA, 2015).

Na Tabela 13 são apresentados os parâmetros utilizados na modelagem das plantas heliotérmicas. A projeção de custos foi estimada com base em IRENA (2016) e IEA (2014). O fator de capacidade representa uma planta com armazenamento de 6h, baseado em Malagueta (2013) e Arvizu *et al.* (*apud* Malagueta, 2013).

Tabela 13. Parâmetros técnico-econômicos de geração heliotérmica com armazenamento

	Parâmetros
Custo de Investimento (US\$/kWp)	5.600
Custo O&M Fixo (R\$/kWp/ano)	70
Potência Típica (MWp)	100
Vida útil (anos)	20
Tempo de construção (anos)	1
Fator de Capacidade Médio (%)	41

Fonte: Elaboração EPE

A expectativa segundo dados internacionais é que os custos de investimento para usinas heliotérmicas apresentem reduções consistentes no período 2015/2019 a 2040/2050 devido a fatores como curva de aprendizagem, domínio da tecnologia e conteúdo local. A Figura 16 apresenta a curva de custo de investimento decrescente partindo de 5600 US\$/kW no período 2015/2019 a 3100 US\$/kW no período de 2040/2050.

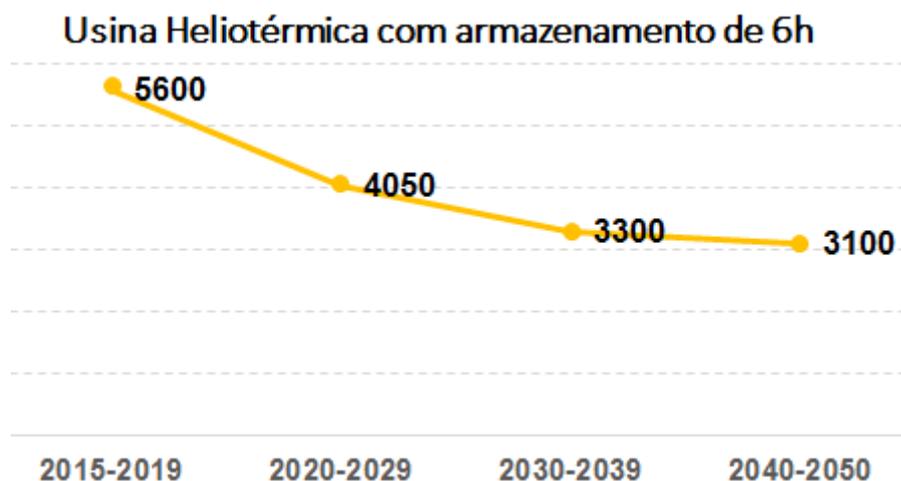


Figura 16 – Curva de custos de investimento decrescentes para sistemas heliotérmicos

Fonte: IRENA (2016); IEA (2014)

Solar Offshore

Novas tecnologias de geração estão sendo discutidas no intuito de otimizar o potencial energético de empreendimentos que se encontram em operação, como é o caso da instalação de sistemas de módulos fotovoltaicos flutuantes offshore ou em lagos com aproveitamento hidrelétrico. A tecnologia que aproveita as áreas dos reservatórios por exemplo para operação complementar revela-se promissora por apresentar grande área disponível, baixo impacto ambiental e o uso compartilhado dos sistemas de conexão à rede do Sistema Interligado Nacional que se espera tornar a tecnologia economicamente competitiva.

Algumas iniciativas internacionais se encontram em curso como é o caso da usina fotovoltaica flutuante japonesa gerenciado pela empresa utiliza Ciel et Terre. O empreendimento tem a capacidade de gerar cerca de 3 MWp em uma área de 31 mil m². No Reino Unido, a Ennoviga Solar em parceria com a Lightsource Renewable Energy estão construindo sob um reservatório, um sistema fotovoltaico que gerará 6 MWp ocupando uma área de aproximadamente 23 mil m².

No Brasil o projeto piloto (P&D Aneel) no lago de Balbina (AM) envolve a Eletronorte e a Chesf e foi inaugurado em 2017 com a capacidade inicial de gerar 1 MWp e ampliação futura para 5MWp. Compõe o empreendimento 19 mil módulos fotovoltaicos de silício policristalino e utiliza a infraestrutura já existente reduzindo o investimento.

2.4 Usinas Nucleares

A Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), em suas publicações “*Energy Technology Perspectives*” reitera o desenvolvimento e aperfeiçoamento de tecnologias de geração nuclear, tanto com relação aos novos projetos quanto na modernização de plantas existentes em operação. O acidente nuclear de Fukushima foi determinante para uma rigorosa revisão dos protocolos de segurança, que ficaram mais conservadores. Como consequência, as projeções de custos de investimento para o longo prazo que, antes do acidente de Fukushima, eram decrescentes, alteraram-se sensivelmente.

Aspectos Tecnológicos

Conceitualmente as plantas nucleares em operação são similares às usinas térmicas convencionais em ciclo simples. O processo envolve o aquecimento de vapor a alta pressão que, ao expandir-se, aciona uma turbina térmica, movimentando um gerador elétrico acoplado a seu eixo. O vapor saído da turbina, em baixa pressão, é resfriado, condensado e novamente aquecido, reiniciando o ciclo térmico de Rankine.

As principais diferenças entre as usinas termelétricas convencionais e term nucleares estão no combustível utilizado e na forma de aquecimento e vaporização da água.

O uso de vapor a pressão e temperatura relativamente baixos (vapor subcrítico) limita a eficiência das usinas nucleares, sendo frequente considerar o *heat rate* de 10.623 Btu/kWh (correspondente a uma eficiência térmica de 32,1%) como fator de conversão de energia adequado para as usinas nucleares (US-EIA).

O reator é o equipamento fundamental de uma usina nuclear. Trata-se de uma câmara de resfriamento hermética, blindada com aço para evitar a dispersão da radiação, onde se processa a fissão dos átomos de urânio U-235, iniciada com o bombardeio de nêutrons. Cada átomo que se fissiona emite 2 ou 3 nêutrons, gerando a reação em cadeia. O núcleo do reator é construído dentro de um forte recipiente de aço que contém varetas de combustível feitas de materiais fissionáveis inseridos em tubos.

Os reatores nucleares são classificados de acordo com os níveis de energia de nêutrons, térmico ou rápido, com o moderador usado para o resfriamento (água, gás ou metal líquido) e com o moderador de nêutrons utilizado (água, água pesada ou grafite).

A maioria dos reatores em operação utiliza tanto a água para resfriamento quanto como moderador (o grafite também pode ser usado como moderador), são os denominados *Pressurized Light-Water-Moderated and Cooled Reactor* (PWR), ou água fervente, os *Boiling Light-Water-Cooled and Moderated Reactor* (BWR). Alguns reatores usam água pesada, chamados de *Pressurized Heavy-Water-Moderated and Cooled Reactor* (PHWR). Também estão disponíveis os *High-Temperature Gas-Cooled, Graphite-Moderated Reactor* (HTGR), de alta eficiência e segurança.

Do tipo HWR são os modelos PHWR (“*Pressurized Heavy Water Reactor*”) ou CANDU (“*Canadian Deuterium Uranium*”), que têm como meio refrigerante o óxido de deutério (D₂O). A utilização da água pesada permite o uso de urânio não enriquecido.

Do tipo GMR são os modelos GCR (“*Gas Cooled Reactor*”), que tem dióxido de carbono ou o hélio como meio refrigerante, usados na Inglaterra e França com denominações de Magnox e AGR (“*Advanced Gas Cooled Reactor*”) e os modelos LWGR (“*Light Water Cooled Graphite Reactor*”) ou RBMK (“*Reaktor Bolshoy Moschnosty Kanalny*”), que usam água como meio refrigerante, muito associados ao acidente de Chernobyl. Os reatores FBR foram inicialmente desenvolvidos para uso em submarinos nucleares, dando origem ao modelo russo BN que usa sódio líquido como refrigerante.

Existem ainda reatores que não utilizam moderador, conhecidos como reatores rápidos, em oposição aos reatores térmicos. O núcleo do reator rápido é envolvido por uma camada de urânio, que recebe os nêutrons que escapam do núcleo, gerando urânio e plutônio físséis. O plutônio é mais adequado à fabricação de bomba, o que torna este tipo de reator visado do ponto de vista militar. A Tabela 14 apresenta os tipos de reatores em operação existentes.

Tabela 14. Tipos de reatores em operação

Sigla	Tipos
PWR	Pressurised water reactor
BWR	Boiling water reactor
WWER	Water water energy reactor
PHWR	Pressurised heavy water reactor
LWGR	Light water cooled graphite moderated reactor
AGR	Advanced gas-cooled reactor
ABWR	Advanced boiling water reactor
GCR	Gas cooled reactor
FBR	Fast breeder reactor

Fonte: Elaboração própria

Os reatores nucleares desenvolvidos nas últimas décadas são comumente classificados em “gerações”, as quais são diferenciadas pelos seus avanços tecnológicos. Assim, os primeiros reatores comerciais desenvolvidos nas décadas de 1950-60, basicamente protótipos de demonstração industrial, são chamados de “Geração I”, dos quais apenas um da central nuclear de Wylfa, no País de Gales, ainda se encontra em operação comercial (Goldberg & Rosner, 2011).

Os reatores comerciais projetados nas décadas de 70 e 80, mais econômicos e confiáveis, pertencem à classe chamada de “Geração II”, que são em sua grande maioria os reatores PWR e BWR em operação atualmente. Os projetos modernos e em construção são chamados de “Geração III”, e apresentam, sobretudo melhoria de desempenho com relação aos reatores da Geração II. Alguns deles são chamados de “Geração III+”, quando incluem também dispositivos

inovadores de segurança, como resfriamento passivo por circulação natural. Nas notas técnicas do PNE 2030, são descritas as gerações de reatores nucleares de forma mais detalhada. Os modelos de reatores da Geração III disponíveis em estágio comercial são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15. Modelos comerciais de Reatores da Geração III

Fabricante	País	Design	Tipo	Capacidade (MW)	Em operação	Em Construção
Areva	França	EPR	PWR	1600	-	4 (Finlândia, França e China)
Areva / MHI	França / Japão	ATMEA	PWR	1100	-	-
CANDU Energy	Canadá	EC6	PHWR	700	-	-
CNNC-CGN	China	Hualong-1	PWR	1100	-	-
GE Hitachi - Toshiba	EUA / Japão	ABWR	BWR	1400-1700	4 (Japão)	4 (Japão / China)
GE Hitachi	EUA / Japão	ESBWR	BWR	1600	-	-
KEPCO/KHNP	Coréia	APR 1400	PWR	1400	-	7 (Coreia e Emirados Árabes)
Mitsubishi	Japão	APWR	PWR	1700	-	-
Rosatom	Rússia	AES-92 e AES-2006	PWR	1000-1200	1	10 (Rússia, Bielorrússia, China e Índia)
SNPTC	China	CAP 1000, CAP 1400	PWR	1200-1400	-	-
Westinghouse / Toshiba	EUA / Japão	AP 1000	PWR	1200	-	8 (China e Estados Unidos)

Fonte: Adaptado de Technology Roadmaps - Nuclear Energy 2015 Edition (IAEA 2015).

A maioria das centrais nucleares foi originalmente construída para uma vida útil de 40 anos. No entanto, a viabilidade técnica e econômica da substituição de grandes componentes de determinados reatores, tais como geradores de vapor ou tubos de pressão têm sido comprovadamente aplicados. A substituição desses componentes pode prorrogar a vida útil dessas usinas e ampliar a licença de operação das instalações existentes. Até o momento 74 reatores tiveram suas licenças de operação ampliadas para 60 anos e cerca de 20 pedidos estão em análise.

De modo geral, a tendência dos países da OCDE é a utilização maximizada das usinas nucleares em detrimento ao aumento da capacidade instalada, devido a sua economicidade e menos exigência em termos de esforços regulatórios e de aceitação pública (IAEA, 2015). Este esforço contempla o aumento fatores de capacidade, com uprates das plantas existentes (troca de equipamentos e melhoria nos sistemas de fluxo de calor) visando o aumento das horas de operação e a extensão da vida útil. Além disso, entre 1980 e 2010, a média mundial dos fatores de capacidade dos reatores aumentou de 56% para 79% também em função de uma melhor gestão por parte das utilities²⁵, que reduziram significativamente os períodos de parada planejada para manutenção e reabastecimento.

Ainda conforme a AIEA, a complexidade no *uprates* varia conforme o tipo de reator e pode impactar em um aumento entre 2% e 30% da capacidade licenciada. No caso de reatores PWR, o tipo de reator mais comum, o máximo é de cerca de 20%. Uprates em escala menor podem ser alcançados de forma relativamente fácil e com baixos custos, utilizando métodos mais simples e precisos de medição. Já uprates estendidos e que envolvam grandes modificações nas plantas podem representar mais tempo para serem concluídos e com custos elevados. Estes uprates permitem unidades que atendem aos padrões de segurança requeridos, continuar a operar além da sua vida projeto original; eles normalmente exigem investimento de capital para substituição e renovação de componentes-chave.

Perspectivas Tecnológicas

Novas tecnologias de reatores nucleares estão sendo desenvolvidas em direção aos denominados reatores da Geração IV. Conceitualmente, tais reatores apresentam todas as características da Geração III+ aliados à capacidade de produção de hidrogênio²⁶. Tais tecnologias permitem

²⁵ Entre 1977 e 2013, a Comissão Reguladora Nuclear dos EUA (NRC) aprovou 149 uprates no Estados Unidos, totalizando cerca de 7 GW (o mesmo que construir cerca de 5 a 7 novos reatores de grande porte). Novos uprates nos Estados Unidos e em vários outros países estão agora limitados, embora as oportunidades permaneçam na Europa e nos Rússia. (AIEA, 2015)

²⁶ O hidrogênio pode ser produzido pela geração nuclear a partir da quebra termoquímica da água. Os processos termoquímicos em geral são mais eficientes e mais baratos que a eletrólise da água. Vale ressaltar que a demanda de hidrogênio vem crescendo rapidamente: além do grande consumo na produção de combustíveis líquidos, existe também a possibilidade de seu uso no transporte ou como combustível na geração de energia distribuída (FORSBERG, 2001).

também um melhor gerenciamento dos actinídeos, elementos mais pesados que o urânio, radioativos, com longa meia-vida e que representam uma porção significativa do combustível usado nos reatores LWR. Todas as tecnologias da Geração IV incluem o reprocessamento no local onde o material é gerado, evitando o seu transporte, o que diminui os riscos de proliferação nuclear.

Os reatores de Geração IV ainda incorporam aperfeiçoamentos significativos na questão da segurança. Nas plantas hoje existentes, a circulação do refrigerante cessa em caso de falha mecânica ou elétrica, mas a reação nuclear continua. Isso pode determinar um derretimento ou uma explosão na qual pode ser liberado material radioativo. Nos reatores de quarta geração não são necessárias bombas mecânicas, pois as altas temperaturas produzidas pelas varetas de combustível são usadas para gerar correntes de convecção que mantêm o refrigerante em movimento.

A maioria das tecnologias de Geração IV usa o ciclo fechado do combustível, visando maximizar o aproveitamento dos recursos e minimizar a geração dos rejeitos radioativos. O Departamento de Energia dos Estados Unidos vem acompanhando cinco das seis tecnologias de Geração IV em estágio mais promissor (GEN4, 2018). Três das tecnologias apresentadas na Tabela 16 são reatores rápidos e apenas duas operam com nêutrons lentos como as plantas atualmente em operação. Somente uma é resfriada por água leve, duas são por hélio e as outras são resfriadas por sódio ou sal de flúor. Estas três últimas operam a baixa pressão, com vantagens significativas de segurança.

Essas tecnologias representam grande evolução para a indústria nuclear, pois devido ao aumento das temperaturas conseguidas, que passariam dos atuais 330°C dos reatores à água leve, para algo entre 510°C e 1.000°C torna-se possível a produção termoquímica de hidrogênio.

Tabela 16. Características e Parâmetros Operacionais de Seis Reatores Geração IV em Desenvolvimento

Reatores	Refrigerante	Temp. (°C)	Pressão	Combustível	Potência típica (MW)
Gas cooled fast reactor	Hélio	850	Elevada	U-238	288
Lead cooled fast reactor	Chumbo-Bismuto	550-800	Baixa	U-238	50-150, 300-400, 1.200
Molten salt reactor	Sais de flúor	700-800	Baixa	Sal de flúor	1.000
Sodium-cooled fast reactor	Sódio	550	Baixa	U-238 associado a um óxido	150-500 500-1500
Supercritical water cooled reactor	Água	510-550	Muito elevada	UO ₂	1500
Very high temperature reactor	Hélio	1000	Elevada	UO ₂	250

Fonte: *Introduction to Generation IV Nuclear Energy Systems and the International Forum (GEN IV, 2018)*

Por fim, existe o projeto International Reactor Innovative & Secure (IRIS), que conta com amplo consórcio para o desenvolvimento de reatores avançados modulares de terceira geração. Tal projeto caracteriza-se por módulos de 335 MW utilizando água pressurizada, mas pode ser construído com potência inferior (WNA, 2018a). O combustível utilizado é inicialmente semelhante ao do Light Water Reactors - LWR²⁷ (com 5% de urânio enriquecido ou MOX).

A IAEA em sua publicação “Nuclear Technology Review, 2014” (IAEA, 2015b) considera que os reatores de Geração III deverão ser a principal tecnologia para geração de energia nuclear até 2050. Contudo, a partir de 2020 é esperado que a indústria nuclear lance em escala não comercial os Reatores de Pequeno e Médio porte (SMRs) da Geração III+ e de Geração IV. Sua reduzida dimensão e complexidade podem resultar em um custo de capital reduzido e um tempo de construção menor. Isto se torna uma característica importante para o desenvolvimento desta tecnologia em diversos países, onde a disponibilidade de capital é limitada.

Aspectos de Custos

De maneira geral, cerca de dois terços do custo do empreendimento nuclear são representados pelos custos de investimentos básicos. Vale salientar que o termo “overnight costs” ou “engineering procurement construction costs (EPC)” é frequentemente utilizado para designar o custo de construção, excluídos os gastos com juros. Os custos de financiamento dependem da taxa de juros da dívida, da proporção da dívida e, em última análise, do tempo considerado necessário para a recuperação do capital. Gastos com equipamentos e mão de obra de montagem (custos diretos) representam cerca de 50% do EPC.

A outra metade dos custos refere-se aos custos relacionados à infraestrutura adicional necessária, como instalações de transmissão, torres de resfriamento, água necessária à operação da unidade, prédios administrativos, depósitos, estradas, equipamentos de transporte, gerenciamento do projeto, dispêndios com seu desenvolvimento, licenças e autorizações, impostos, recrutamento e treinamento.

²⁷ Light Water Reactors utilizam como refrigerante e moderador a água leve.

Tabela 17 apresenta a composição do custo de capital para novos projetos de reatores nucleares.

Tabela 17. Composição do Custo de Capital para Novos Projetos de Reatores

Itens	% do Investimento
Obras civis e instalação	15%
Equipamentos mecânicos e instalação	28%
Equipamentos elétricos e instalação	5%
Projetos indiretos	23%
Taxas e contingências	11%
Custos do proprietário	18%
Custo total do projeto	100%

Fonte: Elaboração EPE adaptado de *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants - IEA (2016e)*

Mesmo durante o período de quase 20 anos de estagnação da expansão nuclear, iniciado na década de 80, a indústria nuclear permaneceu ativa, realizando atividades de abastecimento, manutenção e modernização de unidades já existentes, e concentradas em grandes fornecedores.

Recentemente verificaram-se aumentos significativos nos preços de determinados materiais utilizados na construção de usinas nucleares, os quais representam cerca de 30% dos custos de uma central nuclear de tecnologia mais avançada. Outro fator que pode impactar os custos diz respeito à competência e à capacidade dos fabricantes e fornecedores da cadeia de abastecimento. O número de fornecedores, em muitos setores-chave, além de bastante reduzido conta com poucos dotados de capacidade para absorver um aumento significativo de demanda.

Os dispêndios com mão de obra também estão se tornando maiores em muitos países, tendo em vista a escassez de trabalhadores qualificados nas áreas de engenharia, construção e operação de plantas, seja em decorrência de aposentadoria ou mesmo migração para outras áreas de atuação. No longo prazo, a expectativa é de equilíbrio para essa questão, porém, para o curto prazo é um fator de preocupação, já que são necessários anos para a preparação e o treinamento necessários para o desempenho de funções nos setores relacionados com a geração de energia nuclear.

Os custos de seguros também são considerados nos custos totais de O&M. O seguro de responsabilidade civil tornou-se obrigatório para as centrais nucleares e foi estipulado em convenções internacionais. O custo médio anual para este seguro é da ordem de 0,075 US\$/MWh.

Quanto às despesas relacionadas com a gestão de rejeitos, a estimativa dos custos médios por planta segundo IAEA (IAEA, 2008c) varia entre US\$ 200 a 500 milhões, incluindo custos relativos a rejeitos radiológicos, combustível utilizado e reestruturação do local.

As informações sobre custos apresentadas a seguir têm como base as publicações *Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition* (OECD/NEA/IEA, 2015) e “Annual Energy Outlook 2018” (US-EIA, 2018). As informações se referem a um conjunto de reatores PWR, sendo que a maior parte dos custos levantados refere-se a projetos de reatores nucleares de Geração III,

que estão planejados ou já se encontram em construção em países membros e não membros da OCDE. Pelas diferenças específicas de cada país com relação a recursos financeiros, técnicos e regulatórios, os custos de investimentos apresentam diferenças significativas, conforme Tabela 18, variando de 2.007 a 8.164 US\$/kW.

Tabela 18. Custos de Investimento por país

País	Potência (MW)	Custo de Investimento Total (US\$/kW)
Bélgica	1000 - 1600	5.645 - 7.222
Finlândia	1600	5.439 - 6.959
França	1630	5.629 - 7.202
Hungria	1180	6.756 - 8.164
Japão	1152	4.313 - 5.519
Coréia	1343	2.177 - 2.580
Eslováquia	1070	5.573 - 7.243
Reino Unido	3300	6.608 - 8.053
Estados Unidos	1400	4.555 - 5.828
China	1250	2.007 - 3.717

Fonte: Elaboração EPE adaptado de *Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition (OECD/NEA/IEA, 2015)*.

Os custos de Operação e Manutenção (O&M) são influenciados, pelo desempenho técnico das centrais nucleares e pelos órgãos regulatórios de cada país, principalmente no que tange aos aspectos de segurança. Por isso, os custos de O&M variam significativamente entre os países. A redução ou estabilização dos custos de O&M foi conseguida por meio de uma gestão mais eficiente das unidades. Desde 1990, tem-se conseguido uma gestão mais eficiente das centrais nucleares, o que tem possibilitado atingir maiores fatores de disponibilidade com o mesmo ou maior nível de segurança (WNA, 2018a).

O fator técnico mais importante que incide sobre os custos de O&M diz respeito à maior eficiência na queima do combustível. Quanto maior a eficiência, menor a necessidade de reabastecimento de combustível e maior o fator de disponibilidade da planta.

A Tabela 19 indica os custos de O&M nos principais países geradores de energia nuclear.

Tabela 19. Dados Internacionais sobre Custos de O&M

País	Potência (MW)	Custo O&M (US\$/MWh)
Bélgica	1600	13,55
Finlândia	1600	14,59
França	1600	13,33
Hungria	1200	10,40
Japão	1100	27,43
Coréia	1300	9,65
Eslováquia	1000	10,17
Reino Unido	3300	20,93
Estados Unidos	1400	11,00
China	1250	7,32

Fonte: Elaboração EPE adaptado de *Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition (OECD/NEA/IEA, 2015)*.

Nota (1): O custo de Investimento inclui a soma do custo EPC e os demais custos pós operacionais incluindo o financiamento e o descomissionamento da planta.

No que tange ao cenário tecnológico, reatores nucleares de Geração III e III+ configuram-se como candidatos potenciais para a hipótese de expansão da geração nuclear na matriz elétrica do Brasil pelos seguintes motivos: (i) características de segurança passiva, simplificação significativa de projeto, cumprimento das normas regulatórias e menores custos de instalação e de O&M; (ii) tendência (padronização) da indústria na utilização deste tipo de reator, ou seja, cerca de 80% dos reatores planejados atualmente no mundo são deste tipo.

Custo do Combustível - Mercado do urânio

Após o Acidente de Fukushima, em 2011, houve revisões da política energética de alguns países que possuem a energia nuclear em suas matrizes elétricas, o que acarretou queda na demanda por urânio com conseqüente redução do preço. O baixo crescimento econômico mundial e a queda do preço das commodities contribuíram para que o preço atingisse US\$36/libra no fim de 2015. A Figura 17 apresenta a evolução dos preços do U₃O₈ no mercado spot e no mercado futuro.

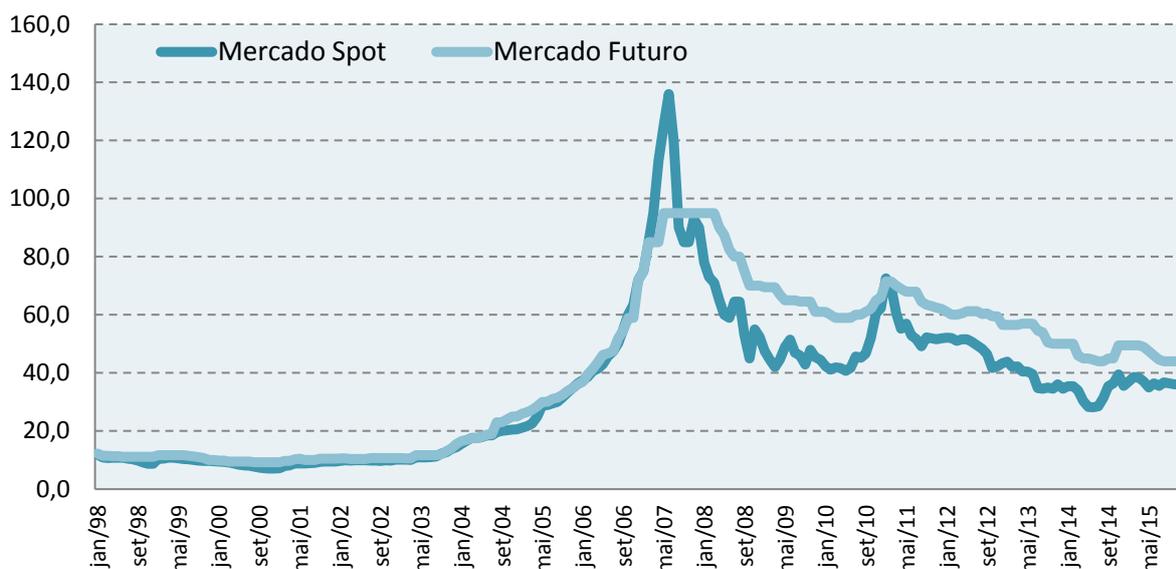


Figura 17 - Preços do U3O8 no mercado spot e mercado futuro (US\$/libra)

Fonte: Elaboração EPE adaptado de Cameco, 2015

O custo do combustível das usinas nucleares como é ilustrado na Figura 18 é composto pela soma dos custos de cada uma das etapas do ciclo do urânio, que vai da mineração até a fabricação dos elementos combustíveis. Em centrais nucleares, apenas 26% dos custos de produção relacionam-se com combustível, e, destes custos, aproximadamente 50% referem-se aos custos de enriquecimento do urânio.

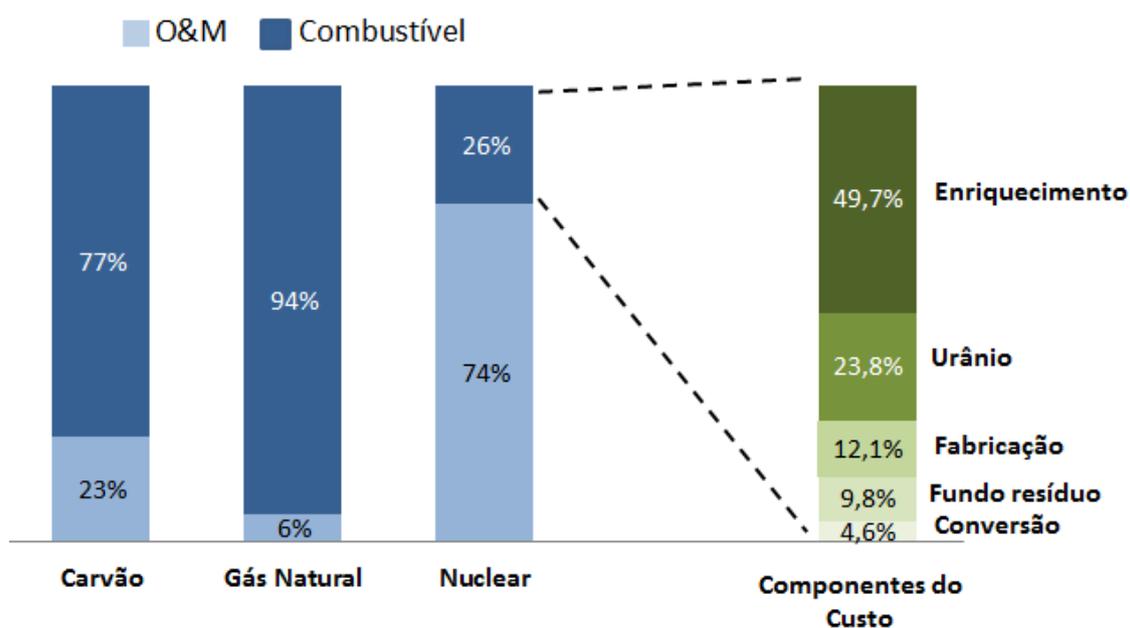


Figura 18 - Participação do custo do combustível e custo de O&M nos custos de produção

Fonte: Elaboração EPE adaptado de Nuclear Energy Institute - NEI

A

Tabela 20 apresenta os custos internacionais para o combustível nuclear.

Tabela 20. Custo do Combustível

País	Potência (MW)	Custo Comb (US\$/MWh)
Bélgica	1000 - 1600	10,46
Finlândia	1600	5,09
França	1630	9,33
Hungria	1180	9,60
Japão	1152	14,15
Coréia	1343	8,58
Eslováquia	1070	12,43
Reino Unido	3300	11,31
Estados Unidos	1400	11,33
China	1250	9,33

Fonte: *Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition (OECD/NEA/IEA, 2015)*.

Custo de Descomissionamento

Os custos de descomissionamento das centrais nucleares são de responsabilidade do operador ou do proprietário da planta e estão diminuindo progressivamente, contribuindo apenas para uma pequena parcela do custo total da geração elétrica. Segundo estudos realizados pela *Nuclear Energy Agency (NEI, 2016)*, os custos foram desagregados em relação às atividades geralmente desenvolvidas nos programas de descomissionamento: ações de pré-descomissionamento, atividades para o desligamento, aquisição de equipamentos e materiais gerais, atividades de desmontagem, tratamento e eliminação de rejeitos, segurança e vigilância, limpeza e paisagismo, gerenciamento de projetos, combustível e outros custos. O não cumprimento ou a simples prorrogação de uma fase específica pode representar um aumento dos custos totais de descomissionamento, principalmente em função da expansão dos custos com armazenagem e vigilância.

NEI (2016) procurou estimar os custos para descomissionamento para os principais tipos de reatores. Embora as estimativas apresentadas não sejam plenamente compatíveis, o conjunto de dados por país/planta destina-se a avaliar a tendência. Vale ressaltar que o custo de descomissionamento de uma usina nuclear não está diretamente relacionado a capacidade da planta, ou seja, os custos fixos, como segurança, proteção, gestão de projetos e gestão de rejeitos, são relativamente mais elevados para plantas de pequeno e médio porte. Para os PWRs os custos foram estimados entre US\$ 200/kW e US\$ 500/kW. A Tabela 21 apresenta os parâmetros técnico-econômicos da UTEs Nucleares.

Tabela 21. Parâmetros técnico-econômicos de termelétricas - Geração Nuclear

Parâmetros	
Custo de Investimento (US\$/kW)	5.000
Custo de O&M (US\$/MWh/ano)	110
Custo do combustível (US\$/MWh)	9
Vida útil (anos)	60
Tempo de construção (%)	7
Eficiência (%)	33
Potência da planta (MW)	1.000
Fator de Capacidade Médio (%)	85
Custo de Descomissionamento (US\$/kW)	200 a 500

Fonte: Elaboração EPE

2.5 Usinas Termelétricas a Carvão Mineral

Aspectos Tecnológicos

O desenvolvimento tecnológico tem aqui sido direcionado para o aumento da eficiência térmica em compasso com a redução de emissões. Neste aspecto deve-se ter em conta que, muitos países apostam no desenvolvimento de tecnologias inovadoras de carvão que visam à redução de emissões de CO₂ através do aumento de eficiência dos processos e da adição de sistemas de captura e armazenamento de carbono (como a pré-combustão, pós combustão, oxicomustão e biofixação) associadas a outras boas práticas ambientais que reduzem impactos. Em qualquer caso, mecanismos de mitigação ambiental envolvem custos que podem elevar substancialmente o custo de investimento da geração de eletricidade a partir do carvão.

As tecnologias de combustão hoje disponíveis são:

- Combustão de Carvão Pulverizado - PCC
- Combustão em Leito Fluidizado - FBC
 - Combustão em Leito Fluidizado Borbulhante - BFBC
 - Combustão em Leito Fluidizado Circulante - CFBC
 - Combustão em Leito Fluidizado Pressurizado - PFBC
- Ciclo Combinado Integrado com Gaseificação - IGCC
- Sistemas avançados

Essas tecnologias dependendo da utilização de maiores temperaturas e pressões na câmara de combustão permitem o alcance de maiores eficiências e são classificadas conforme apresentado na Tabela 22 em: ciclos sub-críticos, super-críticos e ultra-supercríticos.

Tabela 22. Classificação das tecnologias (temperatura e pressão)

<i>Indicadores</i>	<i>Plantas</i>	<i>Plantas</i>	<i>Plantas Ultra-</i>
	<i>Sub-Críticas</i>	<i>Supercríticas</i>	<i>Supercríticas</i>
<i>Pressão (bar)</i>	150-180	245+	260+
<i>Temperatura (°C)</i>	540-565	540 - 570	600+
<i>Status</i>	<i>Iniciando para altos teores de cinza</i>	<i>Iniciando para altos teores de cinza</i>	<i>Apenas para baixos teores de cinza</i>
<i>Eficiência</i>	30 -40%	40 - 46%	48% (futuro 50-55%)

Fonte: ABCM, 2015

O documento “*Roadmap Tecnológico para Produção, Uso Limpo e Eficiente do Carvão Mineral Nacional*” (CGEE, 2012b) aponta que as rotas tecnológicas para o carvão mineral nacional terão que buscar soluções para as questões do uso do carvão nacional de forma mais limpa, eficiente e econômica. Estas questões obrigatoriamente passam pelo aproveitamento do carvão nacional para a carboquímica, geração de co-produtos que contribua de forma efetiva para a redução dos gases de efeito estufa, aumento de eficiência do parque termelétrico existente e redução do nível de emissões por energia gerada por meio de tecnologias como gasificação, cofiring e captura e estocagem de CO₂.

À exemplo da expansão mundial, tecnologias subcríticas convencionais, por apresentarem um custo de investimento inferior a outras tecnologias, deverão continuar sendo predominantes na expansão do parque gerador termelétrico nacional no horizonte desse plano. Os projetos de plantas supercríticas e ultracríticas estão em estágio avançado no mundo, contudo requerem grandes investimentos para a viabilização. A gaseificação integrada com ciclo combinado se configura como tendência mundial apenas para o longo prazo, assim como a gaseificação *in situ*, neste caso essa tecnologia constitui-se num processo que pode ser adaptável ao tipo de carvão encontrado no país, além de ter múltiplos usos além da geração elétrica (IGCC) como a carboquímica, o uso na siderurgia e poligeração.

As termelétricas a carvão no Brasil, com exceção de Candiota Fase C, são antigas e operam com rendimentos²⁸ abaixo de 34%. A adoção de novas tecnologias, como caldeiras supercríticas ou IGCC, podem proporcionar um rendimento acima de 40% com menores índices de emissões. Ademais, com a adoção de tecnologias de limpeza de gases, pode-se equiparar ou mesmo superar os níveis de emissões de combustíveis mais limpos como o gás natural.

²⁸ A eficiência média de plantas a carvão depende do tipo de ciclo (pressão e temperatura), da tecnologia empregada e da qualidade do combustível. Plantas de carvão pulverizado que operam em ciclo subcrítico podem ter um rendimento térmico abaixo de 30%, quando queimam carvão de baixa qualidade, ou entre 34 e 36%, quando queimam carvão de melhor qualidade. Unidades novas e que operam com equipamentos de controle de emissões podem alcançar até 39% de rendimento térmico. As usinas mais recentes a carvão pulverizado que operam em ciclo supercrítico e ultra supercríticos apresentam rendimento térmico médio entre 42 e 45%.

O desenvolvimento da tecnologia híbrida de geração de energia elétrica, combinando a combustão com a gaseificação do carvão ou a co-queima (*cofiring*) utilizando a biomassa, por exemplo, também se constitui em uma tecnologia de geração de energia limpa e altamente eficiente, que já se encontra disponível comercialmente. A combinação pode ser especialmente atraente para unidades geradoras na faixa entre 200 a 300 MW. O *cofiring* utiliza-se de instalações já existentes que operam com combustíveis sólidos, o que possibilita redução do investimento em instalação. Os custos associados a eventuais adaptações destas unidades (sistemas de alimentação, tratamento de gases, etc.) representam apenas uma pequena parcela daqueles que seriam necessários à implementação de uma planta nova, tornando-a economicamente viável. O desafio para viabilização da tecnologia *cofiring* é o custo do frete, ou seja, a disponibilidade de biomassa próximo à UTE a custo competitivo.

Na geração de energia a carvão mineral não se pode desconsiderar também a questão do tratamento do principal resíduo gerado, *as cinzas*. Essa questão vem sendo superada pelo surgimento de tecnologias para captação e aproveitamento industrial das cinzas leves e para uso em cimenteiras ou na agricultura, ou mesmo, em projetos de recuperação ambiental.

Aspectos de Custos

O custo de investimento em projetos de termelétricas a carvão mineral, como todo empreendimento de geração de energia elétrica, inclui na sua composição os custos diretos e os indiretos. Os custos diretos se referem basicamente aos custos com terreno, obras civis, equipamentos, montagem e subestação, enquanto que os custos indiretos incluem o custo com o canteiro de obras e custos de administração. Cerca de 70% do custo de investimento em plantas convencionais a vapor, com utilização de carvão como combustível, são custos diretos.

Um fator importante que influencia as estimativas de custo de investimento em termelétricas a carvão é o preço dos insumos (como o aço por exemplo), que pode variar ao longo do horizonte de planejamento, e a demanda do mercado por este tipo de usina. No caso brasileiro, outros aspectos devem ser considerados, tais como o risco cambial (grande parcela dos equipamentos é importada) e o custo de capital adicional, devido aos fatores de risco. Vale mencionar que, havendo uma sinalização de cenário promissor de expansão do parque gerador termelétrico utilizando carvão mineral, é possível ocorrer investimentos na expansão do parque industrial que resultem, pelos ganhos de escala, em redução do custo de investimento por kW instalado.

Outro fator que pode impactar os custos de uma termelétrica a carvão mineral também são as restrições ambientais, que podem exigir uma planta com maior eficiência e dispositivos adicionais para controle/redução de emissões de gases poluentes, por exemplo, tecnologias de CCS. Com relação à eficiência, as usinas utilizando ciclos ultra-supercríticos similares a que estão sendo construídas atualmente na Alemanha, com eficiência acima de 43%, têm seus custos acrescidos em cerca de 30%, se comparadas às usinas tradicionais de carvão pulverizado com eficiência de 35% (ABCM, 2014). Os custos de investimento e de O&M das tecnologias de CCS, por sua vez, são incertos, pois dependem de futuros desenvolvimentos e disseminação dessas tecnologias.

Nesse estudo, para a estimativa de custos de geração foram utilizadas as informações das publicações “Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition” (OECD/NEA/IEA, 2015) e “Annual Energy Outlook” (US-EIA, 2018) assim como documentos de domínio público da ENEVA, ABCM e CERA - Cambridge Energy Research Associates, descritas na Tabela 23.

Para essa estimativa foram considerados os custos definidos para plantas em construção ou planejadas, com entrada em operação até 2015. De maneira geral, os custos EPC para a maioria das plantas a carvão mineral analisadas, utilizando ciclos supercríticos e ultra supercríticos, oscilaram entre 863 e 3.732 US\$/kW, a grande amplitude observada deve-se às diferentes tecnologias, qualidade dos combustíveis utilizados e utilização ou não de tecnologias CCS.

Tabela 23. Custos de Projetos Termelétricos a Carvão Mineral

País	Tecnologia	Potência (MW)	Eficiência	Custo Invest Total
Bélgica	Ultra-supercrítico	750	46	2.448 - 2.807
Alemanha	Hard coal	700	46	1.643 - 2.499
Japão	Ultra-supercrítico	704	41	2.649 - 3.037
Coréia	Pulverizado	766 - 960	41 - 43	1.218 - 1.477
Holanda	Ultra-supercrítico	777 - 1554	46	1.720 - 3.237
Portugal	Pulverizado	605	46 - 51	2.689 - 3.732
EUA	Supercrítico pulverizado	750	43	2.609 - 2.886
China	Ultra-supercrítico	1000	45	863 - 989
África do Sul	Pulverizado	1000	40	2.609 - 2.886

Fonte: Elaboração EPE adaptado de *Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition* (OECD/NEA/IEA, 2015).

Nota (1): O custo de Investimento inclui a soma do custo EPC e os demais custos pós operacionais incluindo o financiamento e o descomissionamento da planta.

Estimativas feitas pela CERA para custos de investimento variam entre 1.800 e 4.000 US\$/kW para projetos termelétricos convencionais à carvão mineral, enquanto que os projetos utilizando tecnologia IGCC têm estimativa de custos de investimentos entre 2.500 e 5.800 US\$/kW.

Na Figura 19 são apresentados os custos de investimento com base no valor mínimo, máximo e média dos investimentos publicados em “Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition” (OECD/NEA/IEA, 2015) e a média dos projetos divulgados no documento “Annual Energy Outlook” (US-EIA, 2018).

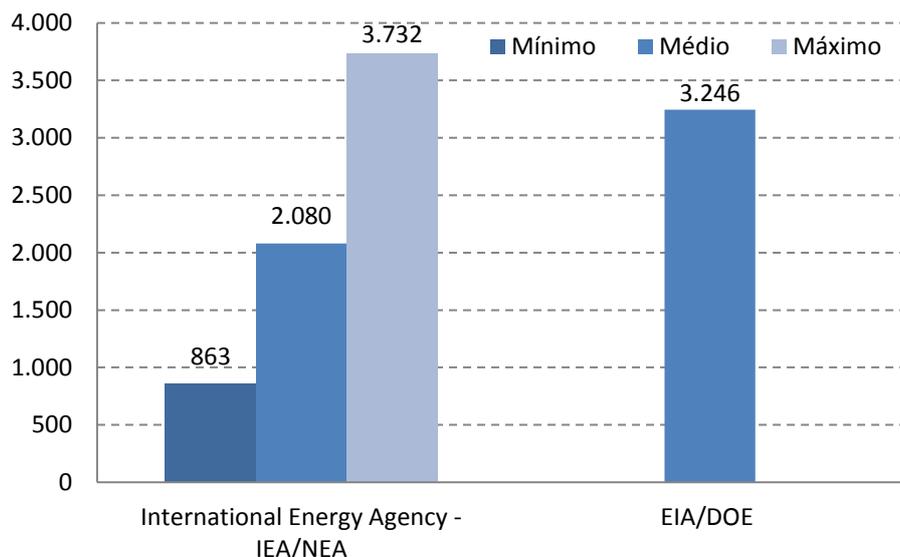


Figura 19 - Custo de Investimento US\$/kW- Carvão Mineral

Fonte: Elaboração EPE adaptado OECD/NEA/IEA, 2015 e US-EIA, 2018.

Custos de O&M

Os custos de operação e manutenção das usinas térmicas são classificados em fixos e variáveis. Em adição ao custo do combustível, as parcelas variáveis, dependentes do despacho da usina, são determinantes no cálculo dos fatores de capacidade. No entanto, a diversidade de tecnologias associadas à geração térmica a carvão e, principalmente, a heterogeneidade do próprio combustível e das legislações ambientais, acabam por particularizar esses custos, tanto os fixos quanto os variáveis, dificultando a escolha de valores de referência.

Vale ressaltar que os valores descritos são representativos de usinas submetidas a um regime operacional diferente das usinas brasileiras e operam com fator de capacidade elevado, próximo a 80%, o que tende a reduzir os custos de O&M por MWh gerado. Adicionalmente, essas usinas utilizam combustível com menor conteúdo de cinzas e enxofre.

De acordo com os estudos realizados pela OECD/NEA/IEA (2015) no que diz respeito aos custos de operação e manutenção, a projeção dos especialistas consultados no estudo situam-se em um intervalo entre US\$ 4,07 e US\$ 18,52 / MWh, com média em US\$ 9,66 / MWh. A amplitude desse intervalo é explicada pelas diferenças nos custos entre os países, principalmente nos preços pagos à mão-de-obra, juntamente com os diversos preços pagos pelo combustível. Os custos de investimento representam por volta de 50% do total requerido na maioria dos casos. Os custos de operação e manutenção requerem aproximadamente 15% do montante total e em combustível são expendidos por volta de 35%. As variações constatadas decorrem das peculiaridades inerentes aos diversos países e mesmo às características tecnológicas das próprias plantas.

Na Tabela 24 observa-se a grande variação de valores, o que dá uma medida dessa dificuldade. Basicamente, os custos de O&M representam produtos químicos, fundidos de moagem, produção de água, gases especiais, material de consumo etc, bem como os custos variáveis associados às revisões programadas das unidades geradoras - o denominado “ciclo de revisões programadas” que cada unidade geradora sofre ciclicamente.

Tabela 24 - Dados Internacionais sobre Custos de O&M

País	Tecnologia	Potência (MW)	Custo O&M (US\$/MWh)
Bélgica	Ultra-supercrítico	750	8,00
Alemanha	Hard coal	700	9,14 - 11,07
Japão	Ultra-supercrítico	704	18,52
Coréia	Pulverizado	766 - 960	4,80 - 5,31
Holanda	Ultra-supercrítico	777 - 1554	7,81 - 8,88
Portugal	Pulverizado	605	6,16 - 14,53
EUA	Supercrítico pulverizado	750	11,12
China	Ultra-supercrítico	1000	4,07
África do Sul	Pulverizado	1000	5,41

Fonte: Elaboração EPE adaptado de *Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition (OECD/NEA/IEA, 2015)*.

De acordo com o relatório “*Annual Energy Outlook*” (US-EIA, 2018), na indústria de geração de energia elétrica, independente da fonte, os projetos a serem concluídos na próxima década tiveram seus custos estimados aumentados em mais de 50%, e as condições atuais da economia mundial apresentam muitas incertezas no que diz respeito ao comportamento futuro das principais variáveis que impactam os custos de investimentos, por exemplo, disponibilidade e custo das matérias primas e financiamentos (Tabela 25).

Usualmente, a construção de uma usina termelétrica a carvão mineral, varia de 4 a 5 anos, e os maiores aportes financeiros, aproximadamente 60%, ocorrem no segundo e terceiro ano das obras.

Tabela 25. Composição dos Custos de Termelétricas à Carvão Mineral

Itens	% do EPC
Obras civis e instalação	11%
Equipamentos mecânicos e instalação	41%
Equipamentos elétricos e instalação	6%
Projetos indiretos	17%
Taxas e contingências	9%
Custos do proprietário	17%
Custo total do projeto	100%

Fonte: Elaboração EPE adaptado de *Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants - US-EIA, 2016b*

Custo de Combustível

O preço do combustível é um dos principais fatores que impactam no custo da energia gerada pelas térmicas, determinado predominantemente pelo poder calorífico (em geral, expresso em kcal/kg ou em BTU/lb) e pelo teor de enxofre. Adicionalmente, o preço do carvão mineral que abastece as usinas é influenciado por diversos fatores como a natureza da mineração²⁹ (céu aberto ou subterrânea), o grau de beneficiamento requerido, a distância e o meio de transporte, as quantidades contratadas (economia de escala) e a qualidade do carvão.

Para preços internacionais³⁰, a informação se dá em US\$/tonelada FOB³¹ (no porto de origem), exceto para a Europa ARA (portos de Amsterdam, Rotterdam e Antuérpia), Japão e Coréia, cujos preços são CIF³². As especificações internacionais padronizadas são CIF ARA 6.500 kcal/kg NAR³³, 1% de enxofre (máximo) e 16% de cinzas (máximo), Richards Bay FOB (África do Sul) 6.000 kcal/kg NAR, 1% de enxofre e 16% de cinzas e Newcastle FOB (Austrália) 6.300 kcal/kg GAR, 0,8% de enxofre e 13% de cinzas (PNE 2030). A Figura 20, a seguir, mostra a evolução histórica dos preços internacionais e a evolução do preço médio do carvão nacional (EPE, 2017).

²⁹ No Brasil, as UTE's Pres. Médici, Charqueadas e São Jerônimo, por exemplo, são supridas por carvão de origem de minas a céu aberto, enquanto que as UTE's como Figueira e Jorge Lacerda são atendidas por combustível de origem de minas subterrâneas.

³⁰ Publicação: "Coal Trader International" e "International Coal Report"

³¹ A sigla FOB pode ser traduzida por "Livre a bordo". Neste tipo de frete, o comprador assume todos os riscos e custos com o transporte da mercadoria, assim que ela é colocada a bordo do navio.

³² A sigla CIF pode ser traduzida por "Custo, Seguros e Frete". Neste tipo de frete, o fornecedor é responsável por todos os custos e riscos com a entrega da mercadoria, incluindo o seguro marítimo e frete.

³³ Em geral, os preços internacionais são cotados em base GAR (gross as received), exceto para a Europa ARA, Japão e Coréia e, para o carvão procedente de Richards Bay, cotados em base NAR (net as received).

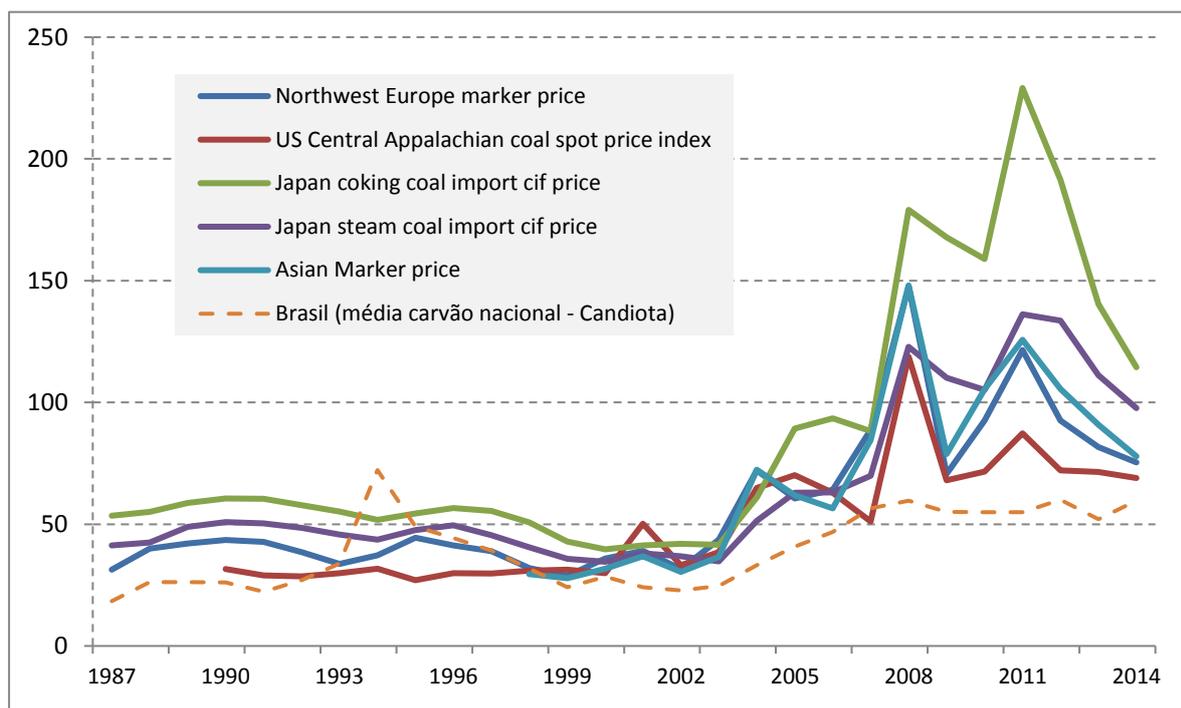


Figura 20 - Evolução dos preços nacionais e internacionais do carvão vapor (US\$/t)

Fonte: Elaboração EPE adaptado de BP, 2015 e Balanço Energético Nacional- BEN

O preço do carvão no mercado internacional está fixado em torno de US\$ 90/ton (BP, 2015), embora logo após a crise financeira internacional (2008) tenha custado mais que o dobro. Entre 1985 e 2002, a expansão da oferta mundial por meio de uma maior utilização do gás natural para a geração de energia elétrica propiciou, até certo ponto, uma estabilidade nos preços do carvão. Não obstante, até 2009, os preços elevados não tiveram efeito significativo sobre a demanda no mercado internacional, mesmo porque, no setor elétrico, o preço do gás natural, o principal competidor do carvão, também se apresentou elevado.

Atualmente com a volatilidade do preço do petróleo, a maior penetração do gás não convencional nos EUA, a queda da demanda chinesa por *commodities* tem provocando uma queda generalizada dos preços de matérias-primas, incluindo os preços internacionais do carvão.

O documento *Annual Energy Outlook (US-EIA, 2017)* aponta que nos EUA a competição entre carvão e gás natural na geração de eletricidade deverá se estender no longo prazo, especialmente em determinadas regiões produtoras de gás. Enquanto a participação do gás natural na geração total de eletricidade norte americana crescerá 1,5% a.a entre 2012 e 2040, o carvão mineral reduzirá 0,6% a.a no mesmo horizonte no caso de referência. A participação do gás natural passará de 18% (2012) para 25% (2040). Neste mesmo contexto, o carvão perde importância para o gás natural como a maior fonte de geração de eletricidade norte-americana a partir de 2030, onde sua participação na produção total de energia elétrica decresce, de 30% em 2012 para 22% em 2040.

No país, o preço do insumo nacional está atrelado ao tipo de jazida a ser lavrada. No caso de carvão a céu aberto com baixa cobertura, como a jazida de Candiota (RS), o preço atual é da ordem de R\$ 50,00 a tonelada de carvão bruto com poder calorífico entre 3.100 e 3.500 kcal/kg, enquanto para jazidas com mineração subterrânea, como as localizadas em Santa Catarina, o valor situa-se na faixa entre R\$ 60,00 e R\$ 80,00 a tonelada de carvão bruto. Para carvões com poder calorífico superior a 4.500 kcal/kg o preço atinge patamares superiores a R\$ 200,00 a tonelada para carvões beneficiados. A Tabela abaixo apresenta os preços de carvão praticados no Brasil, conforme valores de referência para o reembolso da Conta de Desenvolvimento Econômico (CDE).

As usinas em operação objeto do programa de modernização, apresentam custos variáveis unitários (“CVU”) mais altos, chegando acima de R\$ 400/MWh, sendo que as novas usinas a carvão possuem CVUs de R\$ 80 a 120/MWh.

Tabela 26. CVU das UTEs a carvão nacional em operação

Usina	Potência Instalada (MW)	CVU R\$/MWh
Candiota III	350	77
Figueira	20	486
Jorge Lacerda A 1/2	100	258
Jorge Lacerda A 3/4	132	195
Jorge Lacerda B	262	186
Jorge Lacerda C	363	156
TOTAL	1.227	

Fonte ABCM, 2018

Os parâmetros de custos estão apresentados na Tabela 27.

Tabela 27. Parâmetros técnico-econômicos para geração à carvão nacional

Parâmetros	Carvão Nacional
Custo de Investimento (US\$/kW)	2.500
Custo de O&M (R\$/kW/ano)	100
Custo do combustível (R\$/MWh)	85
Vida útil (anos)	25
Potência da planta (MW)	Até 1.000
Fator de Capacidade Médio(%)	70

Fonte: Elaboração EPE

2.6 Usinas Termelétricas a Gás Natural

Aspectos Tecnológicos

A geração termelétrica a partir do gás natural é realizada predominantemente através de usinas de ciclo simples ou ciclo combinado. O ciclo simples funciona com uma turbina a gás³⁴, composta de três elementos principais: o compressor, a câmara de combustão e a turbina. O fluido de trabalho (geralmente o ar) é comprimido pelo compressor, passando para a câmara de combustão, onde recebe energia do combustível, aumentando sua temperatura. Saindo da câmara de combustão, o fluido de trabalho é direcionado para a turbina, onde é expandido, fornecendo potência para o compressor e para o eixo do gerador elétrico (LORA, 2004a).

A combinação de um ciclo simples com turbina a gás (ciclo Brayton) com um ciclo simples a vapor (ciclo Rankine) forma o ciclo combinado. Num ciclo combinado existe um maior aproveitamento energético da energia inicial contida no combustível, aumentando a eficiência da planta. Este aproveitamento é conseguido ao colocar os dois ciclos em cascata, de forma que o calor existente nos gases de exaustão da turbina a gás seja recuperado para a produção de vapor, acionando uma turbina a vapor na sequência. Com este arranjo, eleva-se a eficiência de uma planta de ciclo simples (36 a 37%) para 55-60% no ciclo combinado (LORA, 2004b).

Apesar de as usinas a ciclo simples serem menos eficientes que as de ciclo combinado, são mais rápidas e baratas de construir, além de apresentarem maior flexibilidade operacional, podendo ser acionadas mais rapidamente, com um controle mais ágil de tomada de carga. Em geral, uma turbina a gás em ciclo simples possui uma *ramp rate* - taxa em que uma planta pode aumentar ou diminuir sua potência de saída - de 22,2%/min para a partida, enquanto em ciclo combinado a taxa é de 2,5%/min. Quando em funcionamento, a taxa é de 8,33%/min para ciclo simples e 5%/min para ciclo combinado (BLACK & VEATCH, 2012). Este é o motivo de as usinas de ciclo simples serem utilizadas frequentemente para atender à ponta ou operarem em serviço de *stand-by*.

As turbinas a gás também podem ser utilizadas em centrais de cogeração de energia a gás natural. Estas vêm se constituindo em uma opção de geração elétrica de grande potencial, associadas à geração de energia térmica (vapor, calor ou frio), elevando a eficiência global para cerca de 80% (NOGUEIRA *et al.*, 2004). As plantas de cogeração, por serem geralmente instaladas nos locais do uso final da energia, resultam em: i) menor consumo de energéticos e menor emissão de poluentes; ii) segurança operacional; iii) redução dos custos de transmissão, reduzindo o custo final da energia, além de consistir em um fator de desenvolvimento econômico sustentável. Contudo, o desenvolvimento deste potencial está intimamente ligado

³⁴ O termo “turbina a gás” não deve ser associado, necessariamente, com o combustível utilizado. A palavra gás não se refere à queima de gases combustíveis, mas, sim ao fluido de trabalho da turbina, que é neste caso a mistura de gases resultante da combustão. O combustível em si pode ser gasoso, como gás natural, gás liquefeito de petróleo (GLP), gás de síntese ou líquido, como querosene, óleo diesel e até mesmo óleos mais pesados.

aos desafios e avanços regulatórios do setor elétrico, bem como ao incentivo à geração distribuída.

Aspecto de Custos

Os custos envolvidos na geração de energia elétrica podem ser classificados entre custos de investimento e custos de geração. Os custos de investimento são associados à construção do empreendimento e os custos de geração decorrem da operação da usina e a produção de eletricidade

Os custos de investimento incluem os estudos de viabilidade e o licenciamento ambiental, as obras civis, os equipamentos mecânicos, elétricos e controles, a montagem e o comissionamento da planta e a conexão elétrica à rede de transmissão, entre outros (US-EIA, 2013, IEA, 2013, MARTINS *et al.*, 2004). Os principais equipamentos das usinas termelétricas de ciclo simples são a turbina a gás e o gerador elétrico. Já para as usinas de ciclo combinado têm-se as turbinas a gás e a vapor e seus respectivos geradores elétricos e a caldeira de recuperação de calor. Em termelétricas com geradores acionados por motores de combustão interna, o principal equipamento é o motor alternativo.

Os custos de investimentos são tipicamente apresentados numa base de unidades monetárias por quilowatt instalado (US\$/kW), levando-se em consideração a capacidade instalada total da usina. A Tabela 28 resume os custos de investimento em termelétricas a gás natural apresentados em estudos internacionais de referência.

Tabela 28. Custos de investimento para a geração termelétrica a gás natural

TGCS (US\$/kW)	TGCC (US\$/kW)	Referências
-	760 - 1510	WEC (2013)
-	600 - 1600	IEA (2013)
350 - 520	800 - 1150	DECC/UK (2013)
670 - 970	910 - 1020	US-EIA (2015)
500 - 930	630- 1290	OECD/NEA/IEA(2015)
860 -1500	1000 - 1600	US-EIA (2017)
770 - 880	910 -1030	NREL (2017)

Legenda: TGCS: turbina a gás de ciclo simples; TGCC = turbina a gás de ciclo combinado

Fonte: Elaboração EPE

Apesar de serem tecnologias maduras e dominadas por vários fabricantes mundiais, o valor do investimento em turbinas varia de acordo com as características do projeto. As incertezas sobre os custos de investimento futuro em turbinas a gás e tecnologias de ciclo combinado são baixas. Embora seja possível admitir que configurações mais avançadas possam ser desenvolvidas ao longo dos próximos 40 anos, o incentivo econômico para novos desenvolvimentos não tem sido evidente nas últimas décadas. Portanto, para a geração termelétrica a gás natural é razoável concluir que as estimativas de longo prazo não incluam melhorias de custos ou desempenho (SHELLEY, 2008, BLACK & VEATCH, 2012).

Custo de operação e manutenção

Os custos de operação e manutenção (O&M) que não variam significativamente com a produção de eletricidade são classificados como fixos, enquanto aqueles que são função da quantidade de eletricidade gerada são classificados como variáveis. Assim, os custos fixos não variam com o fator de capacidade ou o número de horas de operação, e geralmente são expressos em \$/kW/ano. Incluem mão de obra e encargos mensais de operação, despesas gerais e administrativas e manutenção preventiva programada, entre outros. Os custos variáveis são diretamente proporcionais à quantidade de energia produzida e geralmente são expressos em \$/MWh. Incluem o consumo de água e lubrificantes e o tratamento da água, entre outros (US-EIA, 2013, IEA, 2013, MARTINS *et al.*, 2004).

Além da operação e manutenção rotineira, ocorrem também paradas maiores nas centrais elétricas que requerem a interrupção prolongada da geração visando à recuperação da eficiência e do estado técnico do equipamento. Os custos associados a essas atividades estão incluídos nos custos de O&M variáveis. Na termelétrica de ciclo simples, estas paradas prolongadas são necessárias, principalmente, para a manutenção da turbina e do gerador. Já para as usinas de ciclo combinado, incluem as turbinas a gás e a vapor, geradores elétricos e as caldeiras de recuperação de calor (US-EIA, 2013, LORA; MAZURENKO; ARRIETA, 2004).

A Tabela 29 apresenta os custos de operação e manutenção para termelétricas a gás natural apresentados em estudos internacionais.

Tabela 29. Custos de O&M para a geração termelétrica a gás natural

TGCS		TGCC		Referências
Fixo (US\$/kW.ano)	Variável (US\$/MWh)	Fixo (US\$/kW.ano)	Variável (US\$/MWh)	
N/D	N/D	9 - 26	2,00 - 3,70	OECD/NEA/IEA (2015)
15,70	15	15,0 - 34,90	0,15	DECC (2013)
7,00 a 7,35	10,40 - 15,45	13,15 - 15,30	3,30 - 3,60	US-EIA (2015)
5,30 - 10,0	7,0 - 29,90	6,30 - 12,0	3,00 - 3,70	NREL (2017)

Fonte: Elaboração EPE

Custo do combustível

Os custos de combustível, neste caso, referem-se aos gastos para aquisição do gás natural. Junto com os custos de O&M é um dos fatores de maior peso nos custos da geração termelétrica (IEA, 2013, LORA *et al.*, 2004, MARTINS *et al.*, 2004). Nos Estados Unidos, o crescimento da produção do *shale gas* reduziu os preços do gás para valores em torno de US\$ 3 a 6/MMBtu (BP, 2015), tornando a geração termelétrica a gás natural mais competitiva. Já a Europa depende de contratos de fornecimento de gás com a Rússia (via gasodutos) com preços atrelados ao petróleo e importações de GNL com preço em torno de US\$ 8 a 12/MMBtu (*idem*), isto é até três vezes mais caro que o preço nos EUA. Na Ásia os preços são ainda mais elevados. O Japão, por exemplo, importa GNL entre US\$ 16 e 18/MMBtu (*ibidem*), cerca de quatro vezes mais elevado que os preços nos EUA (WEC, 2013). Existem várias incertezas para as projeções de longo prazo dos preços do gás natural para a geração de energia elétrica (OECD/NEA/IEA, 2015).

Para o Brasil, a faixa de preços de gás natural considerada nos estudos leva em consideração o preço mínimo do gás natural ou preço de oferta, que considera projetos típicos de E&P para cada tipo de gás natural (em terra, em mar, associado ou não ao petróleo), assim como seus preços de oferta (custos econômicos) estimados no PEMAT. Para o preço máximo do gás natural considerou-se o preço do GNL spot importado, uma vez que esta é a alternativa para o atendimento da demanda incremental, quando não há mais disponibilidade de oferta de gás natural nacional.

Definida esta banda de preços ampla (preços inferior e superior), buscou-se estimar a faixa de preços mais provável para a oscilação do patamar esperado de preços sem impostos. Desta forma, trajetória do preço do gás natural nacional será definida em função da competitividade com combustíveis substitutos, da necessidade de monetização dos gás associado, da competição

entre os agentes e seu poder de negociação com as distribuidoras, e do balanço entre oferta e demanda. Deste modo, admitiu-se o preço do gás natural entre US\$ 8 e 12/MMBtu.

O consumo de gás natural em uma termelétrica depende da eficiência térmica da planta, medida através do seu *heat rate* em kJ/kWh. As plantas a gás de ciclo simples podem ter custos de combustíveis por kWh gerado até 50% maiores que as de ciclo combinado, pois tem eficiências menores (aproximadamente dois terços de uma térmica de ciclo combinado), conforme mostra a Tabela 30.

Tabela 30. Custo do combustível, eficiência e fator de capacidade para a geração termelétrica a gás natural

Tipo de Térmica	Eficiência (%)	Fator de capacidade (%)	Custo do combustível (US\$ ₂₀₀₈ /MWh)
TGCS	35 - 42	10 - 20	45 - 70
TGCC	52 - 60	20 - 60	30 - 45

Legenda: TGCS: turbina a gás de ciclo simples; TGCC = turbina a gás de ciclo combinado

Fonte: IEA (2010g)

A Tabela 31 apresenta valores para diferentes características técnicas e econômicas de usinas termelétricas a gás natural, cujos valores foram obtidos através de fontes internacionais, informações de fabricantes de equipamentos, dados de leilões de energia nova realizados entre 2007 e 2017, e pesquisa realizada junto à literatura especializada.

Tabela 31. Parâmetros técnico-econômicos de termelétricas a gás natural

		TGCS	TGCC
Custo específico ¹	US\$/kW	800	1000
O&M fixo	R\$/kW/ano	170	270
O&M variável	R\$/MWh	20	20
Custo de combustível	R\$/MWh	400	260
Fator de capacidade	%	60	90
Vida útil	anos	20	20

Legenda: TGCS: turbina a gás de ciclo simples; TGCC = turbina a gás de ciclo combinado

Notas: ¹ Refere-se ao custo específico de uma UTE completa (incluindo equipamentos, obras civis, conexão elétrica, montagem e comissionamento, dentre outros).

2.7 Usinas Termelétricas a Biomassa

Aspectos Tecnológicos

A conversão da energia química contida na biomassa para obtenção de eletricidade ocorre, principalmente, por meio de tecnologias que utilizam ciclos termodinâmicos. Por vezes, a fonte de biomassa requer pré-tratamentos, tais como evaporação ou biodigestão, para ser convertida em uma fonte de energia mais adequada ao armazenamento ou à geração de bioeletricidade. Este é o caso de fontes de biomassa na forma líquida, como a vinhaça, a lixívia e efluentes sanitários. Também é possível obter hidrogênio a partir de processos termoquímicos ou bioquímicos, o qual pode ser utilizado em células a combustível para geração de energia elétrica. Esta tecnologia ainda se encontra em estágio de desenvolvimento. A Figura 21 apresenta um fluxograma simplificado das rotas de conversão energética da biomassa.

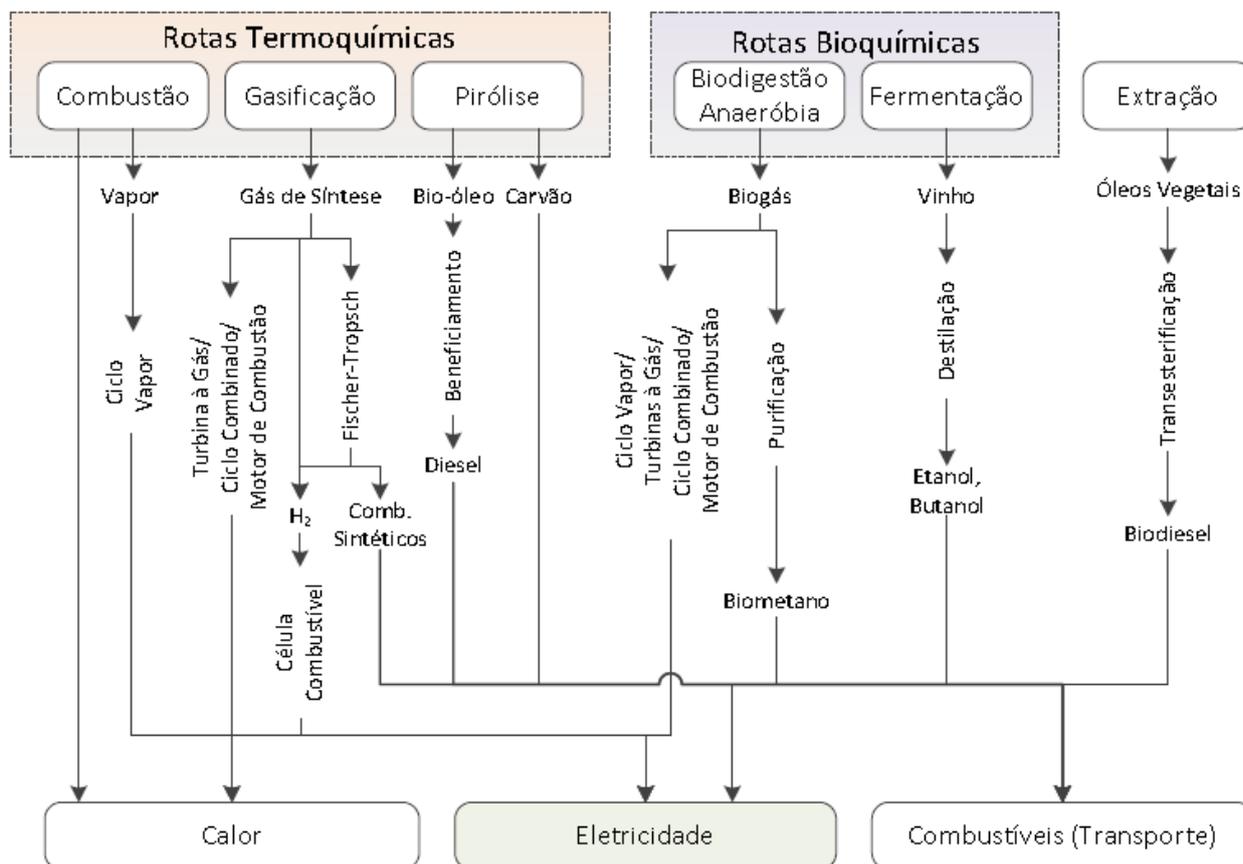


Figura 21 - Representação esquemática simplificada das principais rotas de aproveitamento energético da biomassa

Fonte: Modificado de TURKENBURG, 2000

As tecnologias de interesse para esta nota técnica são as baseadas no ciclo vapor e na gaseificação de biomassa, que serão brevemente apresentadas a seguir.

- Geração Elétrica com Ciclo a Vapor

O ciclo a vapor mais utilizado para a geração elétrica é o Rankine. Este ciclo é composto de 4 etapas. Na primeira, o fluido de trabalho (água) é bombeado para a caldeira aumentando a pressão até o nível requerido. Na segunda etapa, à pressão constante na caldeira, o fluido de trabalho é aquecido para passar para o estado de vapor saturado. Na terceira etapa, o vapor saturado, à elevada pressão e temperatura, é expandido numa turbina até valores menores de pressão e temperatura. Por fim, o fluido de trabalho passa por um condensador a vácuo, ou por algum processo industrial que demande calor, e se condensa, à pressão constante, sendo então novamente bombeado, reiniciando o ciclo.

Tradicionalmente, a configuração do ciclo vapor adotada na usina de açúcar e álcool era a com turbinas de contrapressão, e não se gerava excedentes de bioeletricidade para comercialização. Aperfeiçoamentos desta configuração passaram a permitir a geração de bioeletricidade excedente. Entretanto, a usina permanecia limitada a operar apenas durante a safra, quando há demanda por vapor. Posteriormente, a introdução da turbina de condensação no ciclo do vapor, além de permitir um maior rendimento na geração elétrica, tornou possível a geração na entressafra. As configurações que contêm turbinas de condensação com extração permitem que parte do vapor extraído seja direcionada para o processo e o restante seja condensado, otimizando seu aproveitamento energético. Neste caso, a cogeração ocorre somente com o vapor extraído. O vapor direcionado para o sistema composto pelo turbogerador e condensador tem a finalidade exclusiva para geração elétrica.

Tradicionalmente, o gerador de vapor (caldeira) empregado é de 21 bar de pressão e cerca de 380°C de temperatura, do tipo grelha. Com a modernização dos processos e o foco na maximização de excedentes de energia elétrica, o setor tem cada vez mais adotado caldeiras e turbinas de maior capacidade, 40 bar, 65 bar ou mais, e temperaturas como 550°C. Segundo MARINO (2013), o emprego de caldeiras de leito fluidizado, substituindo as de grelha, é mais adequado para o novo cenário de aproveitamento de biomassas outras além do bagaço, pois permite uma variabilidade maior das características do combustível. Conjuntos caldeira e turbina com 65 bar de pressão e 550°C têm sido os mais utilizados na expansão recente do setor sucroenergético.

Tabela 32. Parâmetros técnicos de um empreendimento usando ciclo vapor com condensação e extração, consumindo apenas bagaço

1.	Parâmetros	2.	Unidade	3.	Valor
4.	Temperatura de Operação	5.	°C	6.	515
7.	Pressão de Operação	8.	bar	9.	87
10.	Produção de Vapor	11.	Kg vapor/t cana	12.	840
13.	Eficiência das Caldeiras	14.	% base PCS	15.	84,5
16.	Consumo de Eletricidade	17.	kWh/ t cana	18.	18
19.	Consumo de Vapor de Processo	20.	Kg vapor/t cana	21.	320
22.	Geração de Energia Elétrica	23.		24.	
25.	Eficiência das Turbinas	26.	%	27.	75
28.	Cogeração	29.	kWh/t cana	30.	95
31.	Geração Elétrica	32.	kWh/t cana	33.	150
34.	Eficiência da Geração Termelétrica	35.		36.	
37.	Cogeração	38.	%	39.	12,7
40.	Geração Elétrica	41.	%	42.	20

Fonte: TOLMASQUIM, 2005.

- Geração Elétrica com Gaseificação de Biomassa e Ciclo Combinado

A gaseificação converte a biomassa (ou outros combustíveis) em um gás que pode ser queimado em turbinas à gás ou motores de combustão. O processo de gaseificação envolve duas etapas. Na primeira, ocorre a pirólise do material, formando líquidos e gases, a partir da fração volátil, e carvão. Na segunda etapa ocorre a gaseificação, propriamente dita, dos hidrocarbonetos líquidos e do carvão, a altas temperaturas e na presença de um agente oxidante. O produto da gaseificação é uma mistura de gases (rica em CO, contendo ainda H₂, CO₂, CH₄, outros hidrocarbonetos e N₂ se o ar for utilizado) e carbono e cinzas (IRENA, 2012).

Esses gases passam por um sistema de limpeza e em seguida são injetados numa turbina a gás, juntamente com ar comprimido, onde termina o processo de combustão, impulsionando o conjunto turbogerador. Se, nesse ponto, os gases de exaustão da turbina forem liberados na atmosfera, este arranjo é denominado BIG-GT (Biomass Integrated Gasification - Gas Turbine). O aproveitamento da energia térmica ainda presente nestes gases de exaustão em caldeiras de recuperação, permite a geração de vapor para acionamento de um ciclo Rankine. Essa configuração é conhecida como BIG-GTCC (Biomass Integrated Gasification - Gas Turbine with Combined Cycle) e permite um maior rendimento na geração elétrica.

Embora esta tecnologia já esteja disponível para o uso com carvão mineral, para biomassas ela ainda não é comercialmente disponível.

Aspectos sobre Custos

O Brasil é o país com o maior parque sucroenergético no mundo, e utiliza o ciclo rankine com condensação e extração para geração de energia. A partir dos valores de investimento, informados à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e dos dados técnicos dos empreendimentos vencedores nos leilões do ambiente de contratação regulado, é possível calcular o investimento específico com base na capacidade instalada. Estes resultados, atualizados para dezembro de 2015 pelo IPCA e convertidos ao dólar médio de 2015 (R\$ 3,328/US\$³⁵), são mostrados na Figura 22.

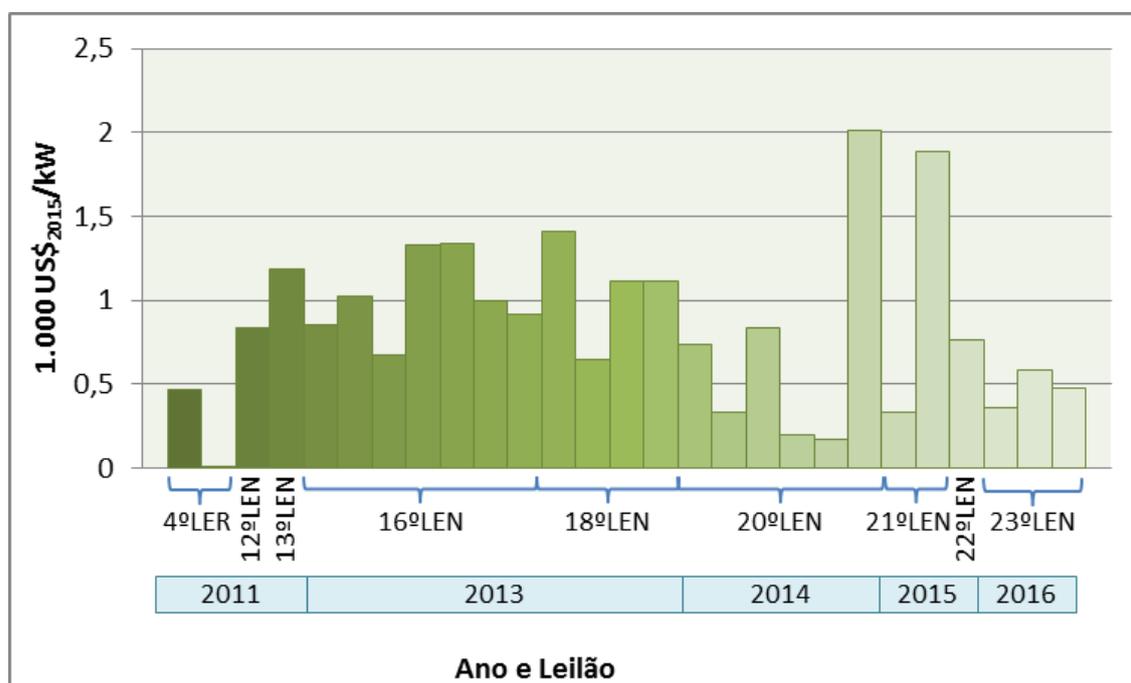


Figura 22 - Custos de investimento em geração elétrica a biomassa de cana (bagaço) dos empreendimentos vencedores de leilões de energia no ambiente regulado.

Embora a contratação de energia a partir de bagaço através destes leilões tenha se iniciado em 2005, os dados de investimento no relatório consolidado da CCEE apenas registram valor a partir de 2011. A comparação entre os valores observados no período coberto deve ser feita com prudência, dado que a cotação do dolar variou fortemente, resultando numa desvalorização de 35% do real frente ao dolar entre 2013 e 2015. Outro fator importante é a diversidade de escala e nível tecnológico dos empreendimentos, variando desde modernizações (retrofits), ampliações e unidades novas (greenfield). De modo geral, o custo de investimento em geração no segmento sucroenergético varia desde US\$₂₀₁₅ 500/kW até US\$₂₀₁₅ 2.000/kW.

³⁵ OECD - . Monthly Monetary and Financial Statistics (MEI). Data coletados em 19 de Maio de 2016 às 14:02 UTC (GMT).

Os custos de investimentos em geração elétrica a base de cavaco de madeira foram levantados da mesma forma, e são apresentados na Figura 23.

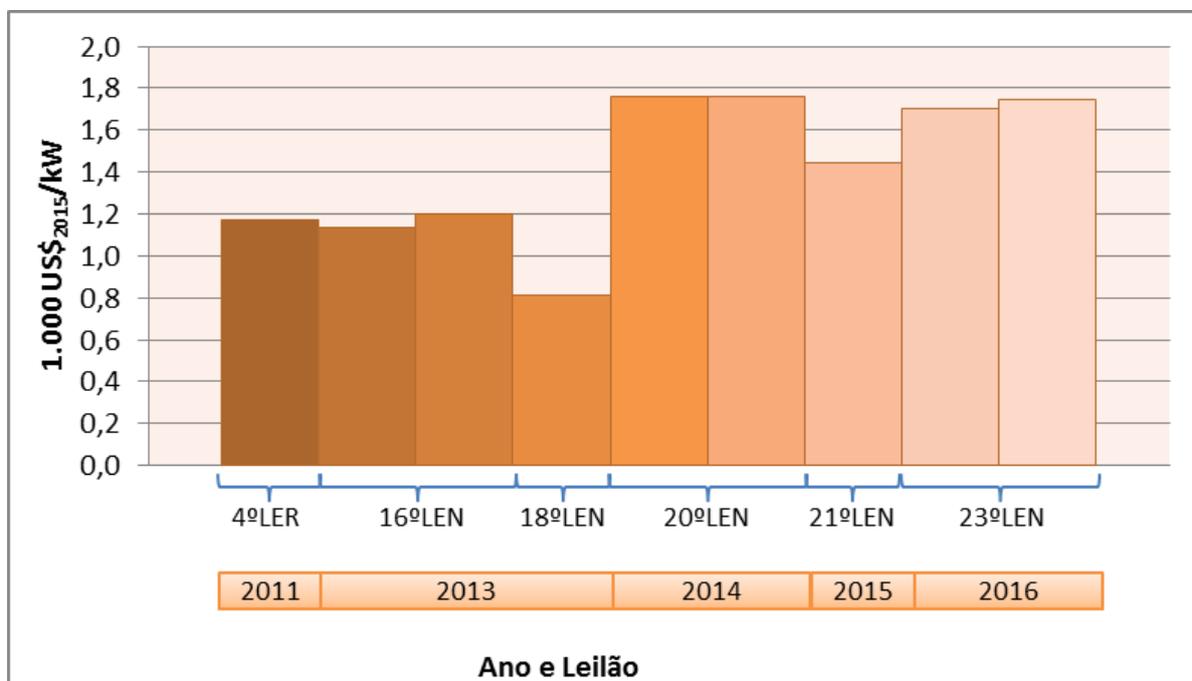


Figura 23 - Custos de investimento em geração elétrica a cavaco de madeira dos empreendimentos vencedores de leilões de energia no ambiente regulado.

Estes empreendimentos são menos heterogêneos, mas, da mesma forma que no caso do bagaço, uma comparação direta entre leilões não é indicada. De modo geral, os custos de investimento na geração usando cavaco de madeira variam desde cerca de US\$₂₀₁₅ 800/kW até quase US\$₂₀₁₅ 1.800/kW.

Custo do Combustível

Enquanto o bagaço é gerado no processamento da cana-de-açúcar, sem custo adicional para a geração de energia, a ponta e a palha e a lenha possuem custos para sua disponibilização nos empreendimentos de geração de energia. Uma estimativa destes custos é apresentada nas seções a seguir.

Ponta e Palha

Michelazzo & Braumbeck (2008) analisaram 6 sistemas de coleta de palha, para distâncias de transporte de 15 km, 50 km e 100 km: 1) Colheita integral, 2) Fardo cilíndrico, 3) Fardo algodoeiro, 4) Picado à granel, 5) Peletização e 6) Briquetagem. O menor custo da biomassa foi

observado para a Colheita integral, com US\$₂₀₁₅ 6/t palhão, para 15 km de distância. Neste sistema, como o custo é alocado entre o palhão e o colmo com base na massa transportada, o custo foi menos sensível à distância de transporte. Para a mesma distância, no sistema Picado a Granel, o custo foi de US\$₂₀₁₅ 11/t palhão. Devido à menor densidade do produto, em comparação com os demais, esta opção foi mais sensível à distância de transporte. Os sistemas de briquetagem e de peletização apresentaram os maiores custos. Os sistemas de fardo algodoeiro e fardo cilíndrico apresentaram custos intermediários. Para uma distância de 50 km, o custo da ponta e palha fica em torno de US\$₂₀₁₅ 19/ t.

Cavaco de Madeira (Lenha)

A lenha de florestas plantadas conta com um levantamento sistemático das quantidades produzidas e do valor da produção realizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). O custo combustível da lenha é assumido como o valor de mercado deste produto.

Em valores atualizados para dezembro de 2015, o custo combustível médio da lenha, em 2014, foi de aproximadamente US\$ 15/m³. Os valores mínimo e máximo foram, respectivamente, US\$ 3,9/m³ e US\$ 26,1/m³. Importante observar que o custo de produção efetivo deve ser inferior ao valor médio do produto, mas o uso do valor de mercado reflete o custo de oportunidade do produto.

Considerando o rendimento termelétrico de uma usina em geração elétrica, de 20%, o custo médio da lenha na bioeletricidade é de cerca de US\$ 51/MWh, com valores mínimo e máximo de US\$ 13/MWh e US\$ 93/MWh, respectivamente.

Tabela 33. Parâmetros técnico-econômicos de biomassa

		Bagaço cana	Foresta energética (cavaco)	Residual Lenhosa
Custo específico	US\$/kW	1200	1.500	1.800
O&M fixo	R\$/kW/ano	90	120	120
Custo de combustível	R\$/MWh	0	150	70
Fator de capacidade ³⁶	%	33	80	80
Vida útil	anos	20	20	20

Fonte: Elaboração EPE

³⁶ FC é 58%, sendo o histórico do excedente de 33%

2.8 Usinas de Potência Complementar

As principais alternativas de potência complementar (*Back up*) para o sistema atualmente são usinas hidrelétricas reversíveis e usinas a gás em ciclo simples. Outras tecnologias de armazenamento estão em desenvolvimento, e podem se mostrar como opções competitivas no horizonte do PNE 2050. Neste contexto, as usinas de potência complementar foram modeladas como uma fonte genérica, mas tomando como base os custos das hidrelétricas reversíveis.

Os custos de implantação de uma hidrelétrica reversível variam bastante em função das especificidades de cada projeto. Em IEA (2017), por exemplo, são reportados custos de investimento mundiais entre US\$ 500/kW e US\$ 4600/kW. Como mencionado anteriormente, a tecnologia das hidrelétricas reversíveis é madura e está comercialmente disponível há décadas. Neste sentido, não é prevista a redução dos custos de investimento desta tecnologia de armazenamento. Atenta-se para o fato de que uma UHR é consumidora líquida de energia, e, portanto, há o custo adicional de bombeamento da água para o reservatório superior, sendo este, portanto, variável de acordo com o regime de operação da usina reversível.

No Brasil não há valores consolidados do custo de investimento destas usinas. Portanto, o custo destas usinas foi estimado com base na literatura e em contato com alguns agentes do setor e fornecedores. Assim, foi estimado um valor médio de investimento igual a US\$ 2.000/kW, já internalizados os custos de bombeamento para um ciclo diário de operação.

Ressalta-se que no Brasil não existem regras que especifiquem o modelo de remuneração do serviço de armazenamento. Portanto, o cálculo acima reflete apenas uma estimativa. Esta constatação indica a necessidade de adequações regulatórias e o desenvolvimento de modelos de negócio para que o serviço de armazenamento seja reconhecido e remunerado dentro do sistema elétrico brasileiro.

2.9 Outras Fontes de Geração e Inovações Tecnológicas

As seguintes tecnologias podem se revelarem como alternativas de expansão da matriz no horizonte de longo prazo, porém, apresentam maiores desafios e incertezas para sua viabilização no país, destacando-se: i) falta de perspectiva de ganho de competitividade econômica ao longo do horizonte desse estudo em relação às opções de expansão consideradas anteriormente; ii) limitado recurso natural a nível nacional e; iii) tecnologia ainda não comercialmente disponível.

Entretanto, dependendo do ritmo de amadurecimento dessas tecnologias, elas podem encontrar nichos específicos na matriz elétrica brasileira, ainda no horizonte até 2050, como no setor de transporte, geração em sistemas isolados e etc.

Fusão Nuclear

Na Fusão Nuclear, átomos de hidrogênio, sob pressão e temperatura extremamente elevadas, superam as forças de repulsão e se fundem, liberando energia e produzindo hélio. A tecnologia de fusão nuclear ainda não é dominada, embora, há décadas, vários projetos estejam em andamento. Duas abordagens experimentais são estudadas: i) o confinamento magnético e, mais recente, ii) o confinamento inercial. No confinamento magnético, plasma de deutério e trítio é confinado por um campo magnético toroidal. Há vários sistemas de confinamento magnético toroidal, dentre os mais importantes estão o tokamak (câmara magnética toroidal), o Stellarator e o Reversed Field Pinch (RFP). Um tokamak de médio porte é utilizado em pesquisas na Universidade de São Paulo. No confinamento inercial, feixes de laser ou de íons são apontados para a superfície do alvo, um pellet de deutério e trítio de alguns milímetros de diâmetro. Esse processo causa o aquecimento e explosão das camadas externas do pellet que se expandem e comprimem as camadas mais internas, criando desse modo as condições para que ocorra a fusão nuclear. Outra forma de causar a ignição do pellet é denominada de “Z-pinch”. Esta técnica utiliza uma forte corrente elétrica no plasma para a geração de raios-x, que comprimem o pellet levando à fusão nuclear nas suas camadas internas.

Em 2006, foi assinado o Acordo do Projeto ITER (palavra do latim que significa “Caminho”). O ITER é um experimento internacional que reúne China, Índia, União Europeia, Rússia, Estados Unidos, Japão e Coreia. O objetivo é demonstrar que é possível gerar energia comercialmente a partir da fusão nuclear empregando a tecnologia Tokamak.

Célula a Combustível

As células a combustível são dispositivos que realizam uma reação eletroquímica entre hidrogênio (ou compostos ricos em hidrogênio) e oxigênio, gerando eletricidade e água. As células são modulares e silenciosas, favorecendo seu uso distribuído, com a vantagem adicional de poderem operar em tempo integral se alimentadas continuamente com hidrogênio.

O hidrogênio gasoso é o combustível mais usado por possibilitar uma eficiência muito maior e pelo produto final no processo ser apenas água, enquanto que na utilização do etanol, metanol ou outros combustíveis, seria gerado também CO₂. No entanto, o hidrogênio está sempre associado a outros elementos, devendo ser gasto energia para obtê-lo na sua forma pura. Logo, não é uma fonte, mas um vetor energético. Existem diversos processos para a obtenção de hidrogênio, como a eletrólise da água, gaseificação do carvão ou biomassa e reforma a vapor de hidrocarbonetos (geralmente o gás natural). Em função do perigo e ineficiência derivados do processo de armazenamento e transporte do hidrogênio, é preferível que o mesmo seja produzido no local de uso.

Quanto às células a combustível em si, há diversas variações da mesma, de acordo com os componentes, temperatura de operação e pureza do gás utilizado. Células a combustível de Membrana de Polímero Eletrólito (Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell - PEMFC para a sigla

em inglês) podem ser usadas em veículos e para a geração elétrica estacionária. Este tipo de célula combustível é sensível à contaminação, e requer hidrogênio puro para sua operação. A eficiência deste tipo de tecnologia fica na faixa de 35% a 40%. Outros tipos de células a combustível utilizadas para geração estacionária elétrica e de calor são: células de carbonato fundido (Molten Carbonate Fuel Cell - MCFC), células de óxido sólido (Solid Oxid Fuel Cell - SOFC) e células de ácido fosfórico (Phosphoric Acid Fuel Cell - PAFC). MCFC's geralmente são alimentados com gás natural, enquanto as SOFC's podem ser alimentadas com hidrocarbonetos ou hidrogênio.

Energia dos Oceanos³⁷

O Oceano é um enorme reservatório de energia térmica e mecânica. Entretanto, devido à baixa qualidade do calor contido nos oceanos, elevada entropia, com o nível atual de desenvolvimento tecnológico apenas a energia mecânica pode ser eficientemente aproveitada. A energia mecânica dos oceanos pode ser agrupada em energia maremotriz e energia das ondas. A energia maremotriz é associada ao fluxo de massas de água nos oceanos e pode ser capturada nas formas de energia potencial ou cinética. Na forma de energia potencial, a captura se faz por meio de barragens construídas para represar a água da maré alta. Posteriormente, a água represada é liberada acionando turbinas conectadas a geradores elétricos. Na forma de energia cinética, o aproveitamento se dá pela captura da energia associada às correntes marítimas através de hélices ou outros dispositivos mecânicos conectados a geradores elétricos. A energia das ondas é capturada por meio de equipamentos semelhantes a boias conectadas a pistões que acompanham a oscilação da superfície dos oceanos, transformando energia mecânica em elétrica.

No Brasil, o Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE) construiu em 2010 um modelo reduzido para testes do conversor de ondas no tanque oceânico da COPPE/UFRJ, visando à elaboração de um estudo de viabilidade técnica e econômica, financiado pela Petrobras. Outro estudo da mesma instituição estima um potencial teórico de 114 GW para a energia dos oceanos disponível no Brasil, dos quais 27 GW de energia maremotriz e 87 GW de energia das ondas. Alguns projetos já foram realizados no Brasil:

- Conversor de ondas onshore com potência de 100 kW concluído em 2012, no porto de Pecém, em Pernambuco. Projeto financiado pela Tractebel Energia no âmbito do programa de P&D da ANEEL.
- Conversor de ondas offshore com instalação prevista para final de 2015 ou início de 2016, no litoral do Rio de Janeiro. Projeto financiado por Furnas Centrais Elétricas no âmbito do programa de P&D da ANEEL.
- Conversor de correntes que utiliza uma turbina hidrocínética para correntes de maré, de foz de rio ou marinhas. Projeto financiado pela Endesa Fortaleza, com recursos do programa P&D da ANEEL.

³⁷ Este texto foi elaborado com base no texto "Fontes de energia renovável do mar: Panorama no Brasil", preparado pelo Grupo de Energias Renováveis do Mar - Laboratório de Tecnologia Submarina COPPE/UFRJ & Seahorse Wave Energy, em outubro de 2013.

- Conversor de marés que utiliza turbina hidráulica de baixa queda para o aproveitamento da barragem do Bacanga, em São Luís do Maranhão. Projeto financiado com recursos do CNPq entre 2006-2012.

A COPPE-UFRJ, com base no modelo para estudos de viabilidade técnica e econômica para usinas entre 0,5 e 4,5 MW, estimou o custo da energia aproveitada por conversores de ondas entre R\$166/MWh e R\$332/MWh.

2.10 CUSTOS DE TRANSMISSÃO

As linhas de transmissão de energia têm importante papel nos sistemas elétricos dos mais diversos portes. Fundamentalmente, as linhas de transmissão têm a função de escoar grandes blocos de energia dos pontos de geração até centros de consumo. A dependência desse tipo de infraestrutura em um sistema elétrico varia principalmente de acordo com o tipo de fonte energética explorada e a distância entre os pontos de geração e entrega da energia para consumo. Assim como as usinas de geração de energia, as linhas de transmissão caracterizam-se por demandarem investimentos intensivos em capital. Embora demandem vultosos investimentos na fase de construção, as linhas de transmissão não demandam altos custos de operação e manutenção.

O processo de implementação de uma linha de transmissão no Brasil se caracteriza pelo cumprimento de três macroetapas: planejamento, outorga e construção. Na etapa de planejamento são definidas as alternativas de solução estrutural viáveis técnica e economicamente, sendo escolhida aquela de mínimo custo global. Uma vez definida a alternativa de solução estrutural, é conduzido o processo de outorga pela ANEEL, via autorização ou licitação, a depender do tipo de empreendimento e do investimento demandado. Por fim, a fase de construção é constituída, de forma geral, pela realização dos projetos básico e executivo, obtenção das licenças ambientais, negociação fundiária e, por fim, a construção propriamente dita.

Custos de investimentos

De acordo com o PDE 2026, o até dezembro de 2016 o Sistema Interligado Nacional - SIN era composto por 134.956 km de linhas de transmissão em operação, com previsão de alcançar 196.839 km em 2026. Grande parte desse crescimento de quase 50% em um horizonte de 10 (dez) anos é justificado pela expressiva exploração de fontes energéticas em pontos distantes dos centros de consumo de energia, o que tem demandado expansões significativas em grandes troncos de interligação. Os custos de investimentos esperados para esse período totalizam cerca de R\$ 118,8 bilhões, perfazendo uma média próxima de R\$ 12 bilhões/ano. A Tabela 34 apresenta a estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN.

Tabela 34. Estimativa de expansão do SIN - PDE 2026

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
km								
Existente em 2016		2.683	12.816	46.569	6.748	10.320	55.820	134.956
Evolução 2017-2026	12.078	0	0	30.737	439	1.337	17.293	61.884
Evolução 2017-2021	9.158	0	0	14.778	316	802	7.222	32.276
Evolução 2022-2026	2.920	0	0	15.959	123	535	10.071	29.608
Estimativa 2026	12.078	2.683	12.816	77.306	7.187	11.656	73.113	196.839

Notas: (1) Nos casos de LTs em circuito duplo ou bipolos de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.

(2) Dados de 2016 do DMSE/MME.

Para projeções após o horizonte do PDE 2026, vislumbra-se que o crescimento do sistema de transmissão e, conseqüentemente, dos custos associados dependerá primordialmente dos seguintes fatores:

Diretriz de expansão da matriz energética para fontes energéticas limpas: em um ambiente global de tendência cada vez mais forte de economias de baixo carbono, é esperada a opção, preferencial, pelo uso de fontes energéticas de baixa emissão de gases de efeito estufa (GEE) na expansão da matriz energética brasileira, como por exemplo fontes eólicas e solares. Essa tendência associada à localização dos principais potenciais mapeados no Brasil, localizados majoritariamente nas regiões Norte e Nordeste do país, demonstra a forte dependência de linhas de transmissão para escoamento dos excedentes de energia proveniente dessas fontes, uma vez que os maiores centros de carga se encontram distantes desses pontos de geração, ou seja, nas regiões Sudeste e Sul. Esse fator tem, portanto, correlação positiva com a expectativa de crescimento dos custos de investimentos em transmissão no longo prazo.

Entraves socioambientais e fundiários: diferentemente de fontes energéticas, as quais estão localizadas em pontos geográficos concentrados, as linhas de transmissão de energia ocupam faixas de passagem que percorrem desde dezenas até mesmo centenas de quilômetros de extensão. Esse fato impacta sobremaneira o processo de obtenção das licenças ambientais e de negociações fundiárias, o que se traduz em prazos de construção cada vez maiores de linhas de transmissão. Assim, espera-se que o crescente rigor na liberação de licenças ambientais para linhas de transmissão seja um entrave à exploração de fontes energéticas que demandem a construção de grandes linhas. Esse fator tem, portanto, correlação negativa com a expectativa de evolução do quantitativo de novas linhas de transmissão instaladas no sistema interligado, porém, com possível efeito de aumento do custo unitário de investimentos em transmissão no longo prazo.

Geração Distribuída: a utilização de sistemas energéticos distribuídos é uma tendência global que tem se mostrado cada vez mais forte. O uso desse tipo de geração, como exemplo os painéis fotovoltaicos instalados em residências e/ou estabelecimentos comerciais, associado à redução dos custos de sistemas de armazenamento, intui uma tendência de redução da dependência

futura de grandes usinas de geração centralizadas e, conseqüentemente, de grandes linhas de transmissão para escoamento até centros de consumo. Embora seja intuitiva essa tendência, é importante destacar que sob a ótica da segurança eletro-energética, há certa cautela em se estabelecer o grau de dependência futura no suprimento de energia a partir da geração distribuída, o que enseja um equilíbrio na relação de uso de sistemas energéticos distribuídos e centralizados. Esse fator tem, portanto, correlação neutra com a expectativa de crescimento dos custos de investimentos em transmissão no longo prazo.

Autonomia energética regional: essa autonomia tem relação direta com a diretriz da matriz energética de longo prazo adotada e está atrelada, principalmente, ao aspecto da segurança eletro-energética, ou seja, a garantia de suprimento por fontes energéticas localizadas perto dos centros de consumo regionais, o que reduz a dependência de intercâmbios energéticos entre regiões e, conseqüentemente, a dependência dos grandes troncos de transmissão. Contudo, é importante ressaltar que mesmo em sistemas energéticos regionais autossuficientes, sob a ótica de minimização de custos de operação, devem ser explorados aqueles tipos de fontes que cada região tem mais vocação, o que pode se traduzir em condições de complementariedade de fontes entre as regiões. Nesse aspecto, podem ocorrer cenários de disponibilidade de oferta em que o custo ótimo de operação seja obtido por meio da transferência de excedentes energéticos entre regiões, o que somente poderia ser feito através do uso de linhas de transmissão. A tendência global descrita em i), para a qual fontes energéticas eólicas e solares tem preferência, corrobora a tese de que, mesmo em sistemas regionais autossuficientes energeticamente, há a necessidade do uso de linhas de transmissão para o aproveitamento de excedentes energéticos, uma vez que se tratam de fontes essencialmente não despacháveis. Por outro lado, com a evolução da tecnologia de sistemas de armazenamento, o aspecto da despachabilidade pode ser contornado para as fontes energéticas intermitentes. Esse fator tem, portanto, correlação neutra com a expectativa de crescimento dos custos de investimentos em transmissão no longo prazo.

Dos quatro fatores apresentados acima, aquele em que se pode fazer um prognóstico mais realista e concreto da tendência é o fator associado à diretriz de expansão da matriz energética para fontes energéticas limpas, pois trata-se de uma tendência global amplamente verificada, discutida e almejada para o futuro. Com isso, para o Brasil, espera-se, ainda, expectativa de crescimento dos custos de investimentos em transmissão no longo prazo, mesmo com os efeitos esperados com relação aos fatores de entraves socioambientais e fundiários, geração distribuída e autonomia energética regional.

Diante dessa tendência, apresentamos, na Tabela 35, os valores estimados de custos unitários de investimento em transmissão a serem utilizados no modelo de expansão no longo prazo.

Tabela 35. Custos unitários para os troncos de interligação

Transmissão		
Interligação	Vida útil (ano)	Investimento R\$/kW
N-SE, N-S	25	1.800
NE-SE, N-NE	25	1.400
SE-S	25	800

Cabe destacar que esses valores incluem os reforços associados aos troncos de interligação, com as seguintes considerações:

- Os elos N-SE e N-S pressupõem linhas longas em corrente contínua (1500 a 2500 km), para expansões de grandes blocos (cerca de 4000 MW);
- Os elos NE-SE e N-NE referem-se a expansões em corrente alternada, da ordem de 800 a 1000 km, em blocos de 1000 a 1200 MW;
- O elo SE-S considera expansões em corrente alternada, com extensões inferiores a 800 km, em blocos de 1000 a 1200 MW.

2.11 CUSTOS SOCIOAMBIENTAIS

Neste tópico serão abordados os principais custos ambientais por tecnologia de geração elétrica.

UHEs

A Tabela 36 apresenta os percentuais da parcela relativa aos custos socioambientais em relação ao CDT, relacionados aos empreendimentos hidrelétricos de 2007 a 2015, cujos orçamentos foram elaborados pela EPE e aprovados pelo TCU.

Tabela 36. Composição dos custos socioambientais de investimentos em UHES

Empreendimento	Potência (MW)	Custos Fundiários e Ações Socioambientais (% do CDT)
Apertados	139,0	27,3%
Belo Monte	11.233,0	21,0%
Cachoeira	63,0	19,8%
Cachoeira do Caldeirão	219,0	12,7%
Castelhano	64,0	17,9%
Ercilândia	87,1	29,4%
Estreito	56,0	25,1%
Itaocara I	150,0	35,3%
Jirau	3.300,0	9,6%
Ribeiro Gonçalves	113,0	25,3%
Santo Antônio	3.150,4	8,7%
São Manoel	700,0	12,2%
São Roque	135,0	21,8%
Sinop	400,0	30,0%
Telêmaco Borba	118,0	22,0%
Teles Pires	1.820,0	11,4%

Fonte: Elaboração EPE

Conforme pode ser observado na Tabela 36, em média pode ser considerada a incidência de 20% para os Custos Fundiários e Ações Socioambientais (Conta .10). Expandindo a análise para outros 15 projetos cujos orçamentos ou foram elaborados pela EPE e aprovados pelo TCU após 2015, ou foram revisados pela EPE a partir dos estudos de viabilidade e ainda não foram ofertados no leilão de energia, mantem-se a incidência média de 20% para a Conta 10.

Os custos socioambientais compreendem os custos de aquisição de terrenos, relocações de infraestruturas e programas socioambientais que, em média, representam respectivamente 8%, 3% e 9% do CDT.

A partir da análise dos dados da Tabela 36, observa-se que projetos localizados nas regiões N e CO, em geral, apresentam incidências menores da Conta .10 se comparados aos localizados nas demais regiões do país. Tal fato ocorre porque é nas regiões norte e centro-oeste que estão localizados, no geral, os projetos com maior potência. Dessa forma, apesar de, em termos absolutos, os custos socioambientais dos projetos na região norte serem mais elevados, estes tendem a ser diluídos no Custo Direto Total da usina.

Nota-se que na região sul do país o custo com a aquisição de terrenos é preponderante devido à maior concentração populacional e ao preço da terra geralmente elevado, reflexo da vocação agrícola da região. Já na região norte do país, os custos com a implantação dos programas socioambientais se destacam, resultado do predomínio de ambientes naturais preservados e da carência na oferta de serviços básicos à população. Nesse caso, os programas socioambientais compreendem um grande esforço de monitoramento do ambiente natural e seus atributos, além de medidas mitigadoras e compensatórias voltadas à biodiversidade, às populações tradicionais

e à sobrecarga de serviços básicos e infraestrutura dos municípios. Nas demais regiões a distribuição orçamentária entre aquisição de terrenos e os programas socioambientais é mais equilibrada.

Tendências futuras

Os desafios para implantação de usinas hidrelétricas nas regiões sul e sudeste são conhecidos e implicam no elevado custo com aquisição de terrenos valorizados e com relocação de população e infraestrutura como rodovias, pontes e ferrovias.

Diante do cenário de implantação de usinas hidrelétricas na região centro-oeste e norte do país, estima-se que os custos com programas socioambientais dos empreendimentos serão os mais representativos. No sentido de aumentar a eficiência dos programas socioambientais notam-se iniciativas, tanto dos órgãos licenciadores quanto das instituições financeiras, que podem implicar na redução dos custos com programas socioambientais. Há também iniciativas que apontam para o planejamento do território onde se localizará o empreendimento, com o objetivo de dotar a região de infraestrutura e serviços básicos adequados, evitando, assim, a incorporação de custos indevidos no orçamento do empreendimento.

A interferência ou proximidade de Unidades de Conservação poderão implicar no aumento do esforço de monitoramento ou medidas compensatórias (biodiversity off-set), que poderiam elevar o custo socioambiental.

A proximidade de Terras Indígenas atualmente implica no desenvolvimento de estudos específicos e na implantação de programas socioambientais voltados para o componente indígena. No cenário de regulamentação do Art. 231 da Constituição Federal, que permitiria o aproveitamento do potencial hidrelétrico em Terras Indígenas, algumas das propostas de participação dos indígenas nos resultados do empreendimento implicam em custos adicionais.

Apesar das tecnologias para geração hidrelétrica serem maduras, inovações tecnológicas como turbinas fish-friendly e em sistemas de transposição de peixes irão proporcionar a melhoria contínua do desempenho ambiental e, no longo prazo, reduções de custos.

Solar

A partir das informações fornecidas pelos empreendimentos habilitados nos leilões de energia ocorridos em 2015 e 2016 observa-se que os custos socioambientais representam de 0,4% a 1,9% do Custo Direto Total (CDT). Os custos socioambientais compreendem os custos com aquisição de terreno e com os programas socioambientais requeridos no âmbito do licenciamento ambiental.

A diversidade de procedimentos dos órgãos ambientais em relação à emissão de licenças para projetos de plantas fotovoltaicas, verificada em análises técnicas dos leilões, demonstra a existência de alguns aspectos do licenciamento ambiental que se encontram em fase de consolidação. Diante da pouca experiência na avaliação de impactos socioambientais de usinas fotovoltaicas e heliotérmicas no país, é possível que alguns impactos sejam subestimados e, conseqüentemente, as medidas preventivas, mitigadoras ou compensatórias desses impactos. Nesse cenário, a medida em que se avança na curva de aprendizagem acerca da avaliação dos impactos dessas usinas, há uma tendência em incorporar custos adicionais relativos às ações socioambientais. No longo prazo, o acúmulo de conhecimento pelos órgãos ambientais, instituições financeiras e consultorias diante da instalação e operação de projetos fotovoltaicos e heliotérmicos pode permitir maior efetividade e eficiência das ações socioambientais, e conseqüentemente redução desses custos.

Entre os impactos socioambientais, destaca-se a geração de resíduos perigosos oriundo do descarte dos módulos fotovoltaicos num horizonte aproximado de 25 anos. A presença de metais pesados nesses resíduos, como chumbo e cromo hexavalente, alertam para seu potencial de causar danos aos ecossistemas e a saúde humana e, por isso, o reuso desses materiais ou a destinação final devem ser adequados. Como no Brasil não há ainda um histórico de descomissionamento das plantas fotovoltaicas, a avaliação de impactos socioambientais dessa fase baseia-se no conhecimento sobre os materiais empregados e seus potenciais riscos e impactos associados. Nesse sentido, espera-se a incorporação dos custos relativos a destinação ou reaproveitamento desses materiais, face a responsabilidade compartilhada pelo ciclo de vida dos produtos prevista na Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei 12.305/2010).

Eólica

Concentrando a análise nas informações fornecidas pelos empreendimentos habilitados nos leilões de energia ocorridos em 2015 e 2016 observa-se que os custos socioambientais representam de 0,3% a 5,7% do Custo Direto Total (CDT). Apesar de pouco representativo nos custos totais, a amplitude dos custos socioambientais observada nesses projetos pode ser reflexo da variedade de critérios no processo de licenciamento observados entre os estados e da ausência de padrões de desempenho socioambientais bem estabelecidos. Espera-se que o conhecimento e a experiência agregados nos projetos instalados contribuam para melhoria da avaliação de impactos ambientais e do licenciamento ambiental. Como conseqüência, é provável impactos não identificados ou subestimados anteriormente requeiram medidas de

controle, mitigação ou compensação, ou que medidas pré-estabelecidas sejam reformuladas, o que poderia, em alguns casos, representar aumento dos custos socioambientais.

Num horizonte de longo prazo espera-se que o processo de licenciamento ambiental esteja mais consolidado e que a efetividade e eficiência das ações socioambientais representem uma redução dos custos socioambientais. Sobre os projetos eólicos offshore destaca-se que as primeiras experiências de licenciamento ambiental de são recentes, e dados relativos aos custos socioambientais não estão disponíveis.

Baterias

Em virtude desta tecnologia poder vir ocupar o espaço previsto para potência complementar, faz-se mister avaliar os impactos socioambientais.

Diante da diversidade de tecnologias de baterias (ácido-chumbo, sal fundido, lítio-íon, fluxo) pode-se apontar que, de forma geral, os potenciais impactos das baterias são a contaminação por metais pesados, o risco de explosões e o risco de incêndio. Ao término de sua vida útil, a adesão ao sistema de logística reversa, a destinação adequada ou o reaproveitamento da bateria podem representar custos não contabilizados atualmente.

Captura e Sequestro de Carbono (Carbon Capture and Storage - CCS)

A geração termelétrica a partir da queima de combustíveis fósseis resulta em dois tipos de gases poluentes: i) poluentes locais e; ii) gases de efeito estufa. O controle das emissões de poluentes locais (MP, SO_x, e NO_x) está bem equacionado, sendo que a maioria das usinas já conta com dispositivos para esse fim. O mesmo não ocorre com as emissões de CO₂. A tecnologia de Captura e Sequestro de Carbono (CCS, do inglês Carbon Capture and Storage) tem como objetivo justamente preencher esta lacuna.

No mundo, a geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis é a atividade humana que mais emite gases de efeito estufa para atmosfera (IPCC, 2015). De acordo com os cenários publicados pelo IPCC no Fifth Assessment Report (AR5), as tecnologias de CCS poderão ter papel relevante nas estratégias de mitigação das mudanças do clima ao longo deste século.

Existem diversos esquemas possíveis para o arranjo tecnológico em projetos de CCS, que devem combinar opções de captura, transporte e armazenamento do carbono. Dentre as opções para a captura citam-se:

- Pré-combustão: Neste esquema, o combustível passa por uma gaseificação ou reforma no qual é gerada uma mistura de Hidrogênio (H₂) e CO₂. O hidrogênio pode ser usado para geração de energia elétrica ou em outras aplicações. O CO₂, com elevado grau de

pureza, é separado e passa por um processo de compressão, seguindo para a etapa de transporte.

- Pós-combustão: Neste esquema, o CO₂ é separado a partir do gás de exausto resultante da geração de energia elétrica convencional (ciclo Rankine, turbina a gás, etc.). O gás de exausto passa por equipamentos que podem usar diferentes métodos para separação do CO₂, tais como absorção, adsorção, filtragem com membranas e separação criogênica. Após o processo de separação o CO₂ o gás é comprimido e segue para a etapa de transporte.
- Oxi-combustão: Nesta rota, o combustível é queimado com uma mistura rica em oxigênio (em substituição a queima com ar). A oxi-combustão resulta em um gás de exausto que consiste basicamente de CO₂ e água, facilitando a sua separação após a geração de energia.

Uma vez capturado, o CO₂ deve ser transportado até o local onde será utilizado (indústrias) ou ao local onde será armazenado. As opções para o transporte de CO₂ são basicamente as mesmas existentes e já utilizadas para outros fluidos como o gás natural, o petróleo, biocombustíveis etc.: transporte por dutos, transporte rodoviário em caminhões apropriados e o transporte em navios.

As principais vias para armazenamento de CO₂ são as seguintes:

Campos de óleo e gás deplecionados: Neste método o CO₂ é injetado nos poros de rochas onde havia depósitos de óleo ou gás. As estruturas geológicas capazes de assegurar o aprisionamento do óleo e/ou do gás servem igualmente para o aprisionamento do CO₂.

- Recuperação avançada de óleo (EOR, do inglês Enhanced Oil Recovery): Nesta via o CO₂ é injetado em campos maduros de petróleo e gás de forma a aumentar a produção desses campos. É uma técnica bem conhecida e amplamente utilizada pela indústria petrolífera.
- Aquíferos salinos profundos: Neste método, o CO₂ é injetado em aquíferos salinos profundos, podendo ser aprisionado pelos mecanismos físico, iônico ou mineral.
- Enhanced coal bed methane recovery: Esta rota se aplica a camadas de carvão cuja exploração é economicamente inviável. Normalmente camadas de carvão contêm metano (CH₄) associado. Este método consiste em injetar CO₂ de forma a expulsar o metano contido nessas camadas de carvão. O CO₂ preenche o espaço antes ocupado pelo metano e é armazenado permanentemente.

Tabela 37. Resumo dos Custos por fonte

Fonte	Custo médio das ações socioambientais/Custo direto total médio (%)^{1,2,3} - média	Custo médio das ações socioambientais/Custo direto total médio (%)^{1,2,3} - intervalo
Solar - Fotovoltaica	1%	0,4 a 1,9%
Eólica	3%	0,3 a 5,7%
Térmica – Biomassa, Gás Natural e Carvão Mineral	2%	0,6 a 3,1%
PCH e CGH	10%	4,0 a 14,8%

¹ Percentuais estimados com base nos custos dos empreendimentos Habilitados para participação nos Leilões de 2015 e 2016.

² Os custos foram informados pelos agentes e são estimados e preliminares - fase de planejamento dos empreendimentos.

³ A título de custos socioambientais foram considerados: aquisição do terreno e ações socioambientais.

3 PREMISSAS PARA EXPANSÃO

3.1 Premissas de Demanda

3.1.1 Requisito de Geração x GD x Autoprodução

A Oferta Interna de Energia Elétrica, conforme Balanço Energético Nacional, compreende toda a energia disponibilizada para o País, seja via geração ou importação. Excluindo-se as demandas relativas aos sistemas isolados, geração distribuída e a autoprodução não injetada na rede, chega-se à Carga de Energia no SIN.

Desta forma, a carga de energia no SIN corresponde a soma do requisito de geração centralizada com a geração das pequenas usinas não despachadas e não programadas centralizadamente pelo ONS e subtraindo-se a parcela distribuída de geração micro e mini.

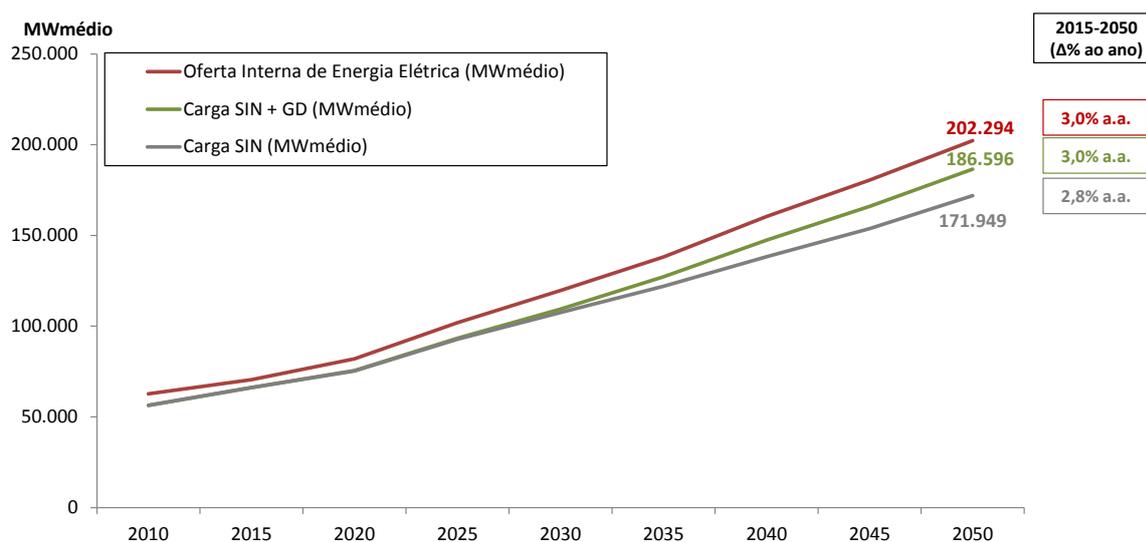


Figura 24. Requisito de Geração x GD x Autoprodução

3.1.2 Requisito de Geração: Carga x Ponta

A Carga de demanda ilustrada abaixo corresponde à demanda máxima de cada ano, integralizada em uma hora. Neste conceito, não se considera o abatimento da geração distribuída micro e mini.

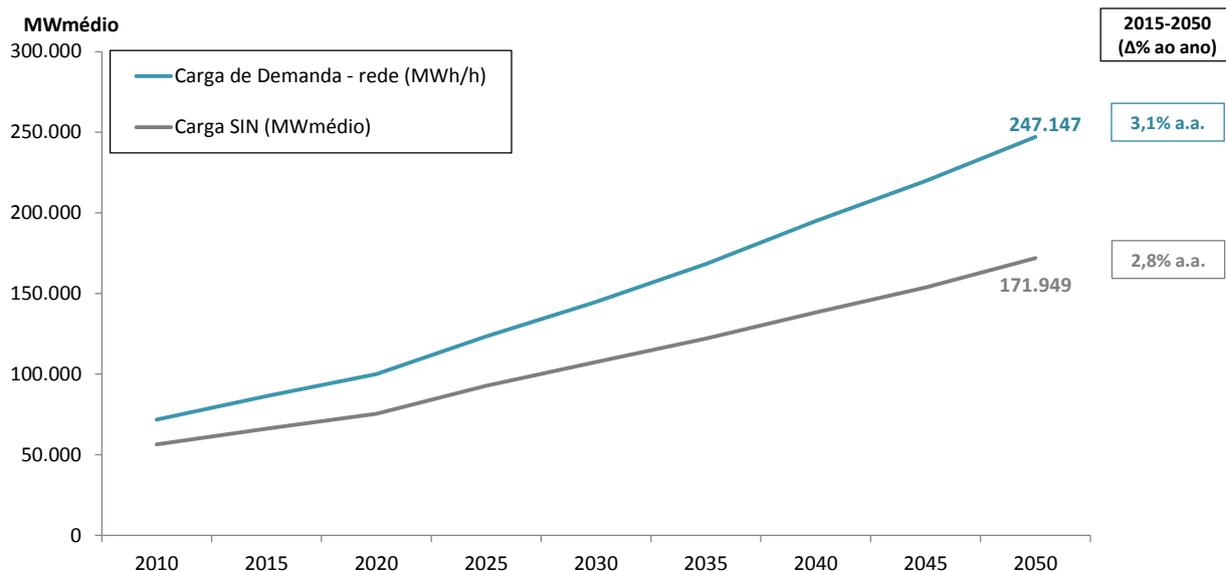


Figura 25. Requisito de Geração: Carga x Ponta

3.1.3 Requisito de Geração: Potencial x Carga de Energia

Adicionando-se ao requisito de geração no SIN o montante advindo de geração distribuída mini e micro, a autoprodução não injetada na rede e o consumo evitado via eficiência elétrica, obtém-se a carga potencial de energia conforme gráfico abaixo.

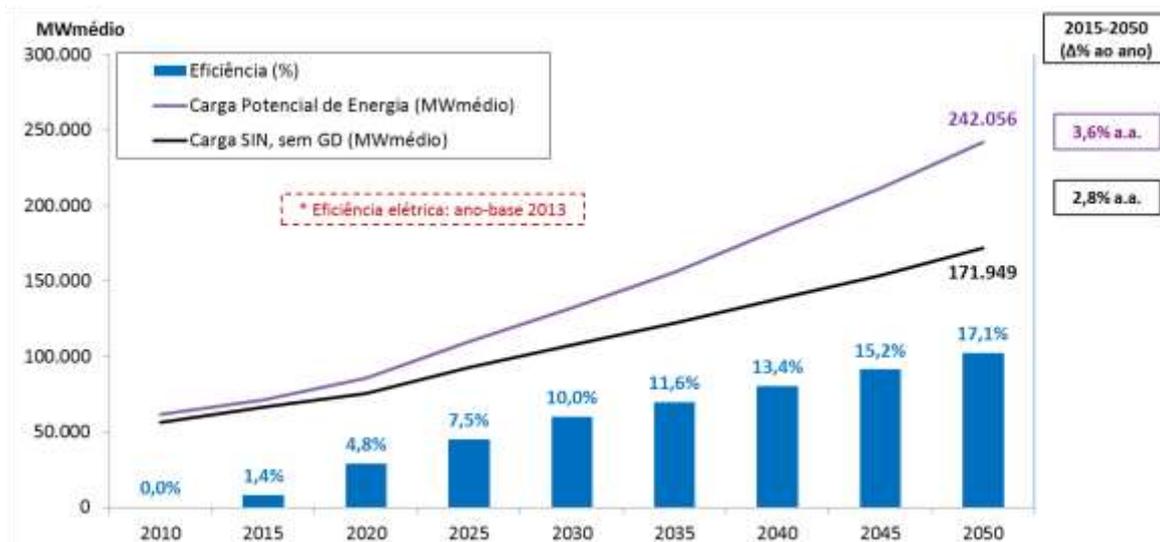


Figura 26. Requisito de Geração: Potencial x Carga de Energia

3.1.4 Autoprodução Não injetada na Rede

O montante de energia produzido *in situ* cresce a taxa de 2,5% ao ano. Deste acréscimo, a maior parcela é oriunda de grandes consumidores de eletricidade, notadamente, Celulose, Siderurgia e Petroquímica. O restante deste incremento acompanha as perspectivas de setores como Exploração e Produção, Refino e Sucroalcooleiro.

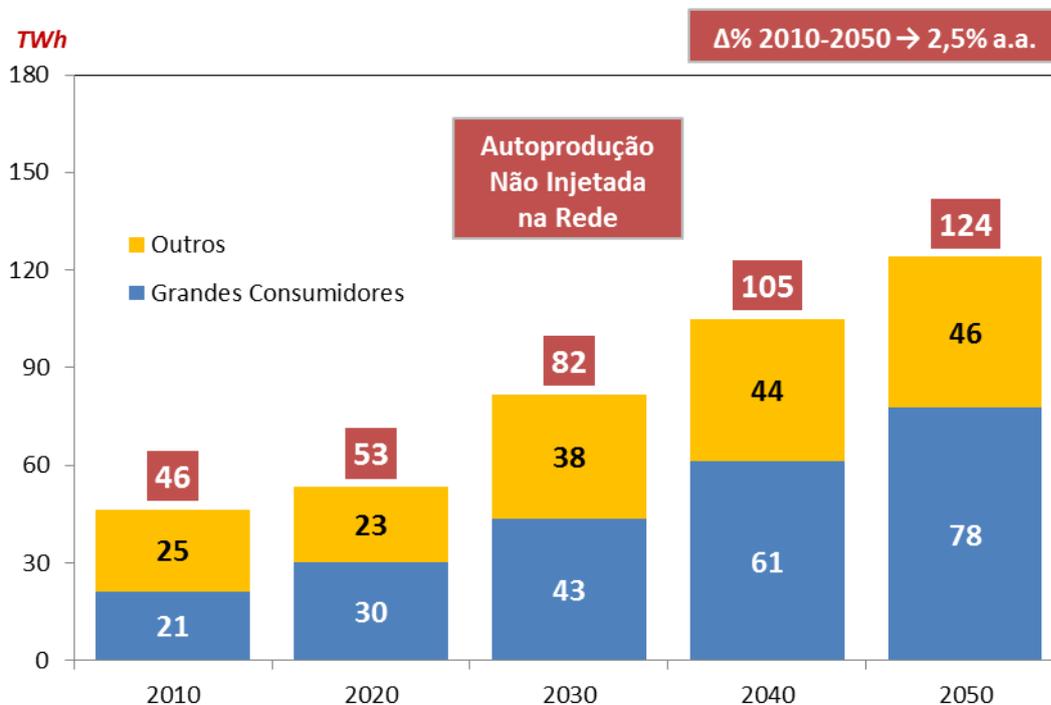


Figura 27. Autoprodução Não injetada na Rede

3.1.5 Recursos Energéticos Distribuídos

A eficiência energética corresponde a uma parcela considerável da estratégia de atendimento da demanda no longo prazo. Setorialmente, as parcelas que mais contribuem são da indústria e edificações.

O montante conservado em 2050 equivale a 5 usinas de Itaipu, incluindo a parte paraguaia, alcançando 320 TWh neste ano, tomando-se o ano de 2013 como base.



Figura 28. Contribuição para a eficiência energética

3.2 Premissas Econômicas Consideradas

- ✓ O ano base considerado para todas as informações foi de dezembro de 2015.
- ✓ Devido ao alto grau de incerteza e volatilidade das projeções de câmbio existentes, a taxa de câmbio utilizada, correspondente à média mensal do último mês disponível no ano base, ou seja, referente a de dezembro de 2015 - R\$ 3,90.
- ✓ Para a avaliação foi estabelecida uma taxa de desconto de 8% a.a., em termos reais, tendo como referência, taxas de títulos públicos de longo prazo, bem como a metodologia do WACC, para todos os projetos.
- ✓ Para os juros durante a construção foram aplicados para cada projeto conforme o critério de desembolso específico de cada tecnologia.
- ✓ Os custos de investimento (Faixas de CAPEX e valor utilizado) e de O&M, de cada fonte, foram obtidos a partir das informações dos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos de geração, estudos de viabilidade e inventário de UHE, referências nacionais e internacionais, informações prestadas por fabricantes contatados pela EPE e estimativas a partir de conversas com o mercado, devidamente criticados e avaliados.
- ✓ Os valores de CAPEX englobam todos os custos diretos (obras civis, equipamentos, conexão e meio ambiente) e indiretos do empreendimento, sem JDC, tendo como

referência o mês de dezembro/2015. Os valores de O&M apresentados refletem a soma dos valores fixos e variáveis, exceto para as fontes despacháveis (onde o O&M variável está contemplado no CVU).

- ✓ Para os custos de O&M da UTE a gás natural, tomou-se como referência as informações dos empreendimentos cadastrados para os leilões de energia, devidamente avaliadas e criticadas, incluindo parcela fixa dos custos de regaseificação de GNL (considerando utilização de terminal de regaseificação de terceiros existente).
- ✓ Diante das premissas dos dados inseridos na modelagem e de modo a melhor representar a realidade, não se consideraram os efeitos dos encargos e impostos, com o objetivo de prover isonomia entre as fontes, despacháveis e não despacháveis (os valores de CVU foram definidos considerando impostos e encargos pertinentes).
- ✓ Para as informações de “Vida Útil” tomou-se como referência a vida útil dos equipamentos, bem como o prazo contratual estabelecido, para cada fonte, nos últimos leilões de energia.
- ✓ Para projeção dos CVU das usinas a gás natural e carvão importado, utilizou-se a taxa de crescimento estimada no Annual Energy Outlook 2017. Para as fontes em que as parcelas vinculadas ao reajuste pelo IPCA foram mantidas constantes (avaliação em moeda constante).

3.3 Premissas básicas para a formulação das alternativas de expansão e desafios

A formulação de alternativas para a expansão da oferta de energia elétrica é feita de forma implícita pelo *modelo de otimização* e leva em conta os condicionantes técnicos, econômicos e socioambientais abordados, assim como os de natureza diversa, inerentes às opções energéticas disponíveis, relacionados principalmente à capacitação da indústria nacional, à regulação setorial e ao desenvolvimento tecnológico.

Surgiram fatos novos e relevantes nestes últimos anos, como, por exemplo, o notável desenvolvimento da tecnologia de geração eólica com rebatimento nos custos, o que exigiu uma revisão completa das premissas básicas adotadas para esta fonte. Merece destaque também novas tecnologias que se mostraram promissoras como eólica offshore e solar heliotérmica, soma-se a crescente preocupação mundial com as mudanças climáticas e os recentes acordos internacionais de que o Brasil faz parte, os quais também impõem novos condicionantes ao PNE 2050.

Todos esses condicionantes foram sendo incorporados gradativamente ao processo de planejamento da expansão do sistema elétrico, através de dois procedimentos principais:

- Revisões e adaptações nos dados básicos do problema (projeções da demanda de energia elétrica, portfólio de expansão, custos de investimento das diversas fontes, projeções de custos e de disponibilidade dos combustíveis, etc.), consolidados em uma base de dados técnica, armazenada em um banco de dados relacional e georreferenciado em parte;

- Incorporação de restrições adicionais ao modelo de expansão, tais como, limites de consumo de certos combustíveis, limites na emissão total de CO_{2eq}, limites na capacidade de expansão anual para determinadas fontes, expansões mínimas obrigatórias para outras, data mínima para entrada em operação de certas fontes, etc.
- No que tange a hidroeletricidade, esta ainda representa um vetor importante de ampliação da oferta de energia elétrica no SIN, embora reduza paulatinamente sua participação na matriz elétrica, continuará sendo uma fonte geradora importante e sua importância será tanto maior quanto maior for a participação das fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica brasileira. Conforme apresentado na Nota Técnica de Recursos Energéticos, será considerado apenas o potencial hidrelétrico inventariado pós PDE 2026 (6 GW). O conjunto de projetos inventariados pós 2026 soma cerca de 45 GW. Com base na localização dos eixos dos projetos e dos respectivos reservatórios foi feita a classificação socioambiental, que indica se os projetos apresentam ou não interferência em áreas protegidas (Unidades de conservação, Terras Indígenas e Territórios Quilombolas).
- A energia eólica (onshore) já apresenta um patamar de preço que a torna competitiva em termos de energia frente às demais expansões candidatas. Por outro lado, ao ampliar sua participação na oferta de energia enfrentamos desafios como a necessidade de expansão de potência complementar, devido à sua variabilidade de produção e limitação para o atendimento aos requisitos de potência
- Para o aproveitamento solar, os custos de implantação se revelam cada vez mais competitivos e patamares de preço em queda no país.
- Solar e Eólica por se tratarem de fontes de geração “não despachável”, suas expansões dependem de complementaridade para garantir a segurança no suprimento energético. Para tanto, devem estar associadas a uma potência complementar flexível ou a tecnologia de armazenamento.
- Espera-se que durante o horizonte os custos de implantação reduzam substancialmente
- O potencial de aproveitamento do bagaço de cana para produção de energia elétrica no SIN se mostra bastante competitivo e tem como vantagem a possibilidade de geração combinada de eletricidade e calor (cogeração), o baixo fator de emissão de carbono no ciclo de vida e o baixo custo de combustível. A expansão foi definida pelo limite máximo anual resultante da projeção de etanol e açúcar.
- No caso da biomassa florestal cerca de 15 milhões de hectares deverão estar ocupados por florestas plantadas em 2050 para atender a demanda pelos recursos energéticos de base florestal (instalação máxima de 17GW, 11GW de acordo com a implantação de cultivos e 6 GW de resíduos) em 2050. Deve-se levar em consideração: i) novos desenhos de negócios, diferentes daqueles contratados em leilões anteriores; ii) biomassa de eucalipto, com alto grau de conteúdo nacional na implantação do empreendimento, bem como custos de operação referenciados a índices de preços locais e permitem a aplicação próximas aos centros de carga ou de forma distribuída.

- A expansão da geração nuclear é uma opção de oferta firme de energia, porém considera-se que os prazos para início de operação do próximo projeto, após Angra 3, esteja na esfera estratégica e será definida pelo Programa Nuclear.
- As restrições ambientais impostas à geração com carvão mineral podem exigir dispositivos adicionais para controle/redução de emissões de gases poluentes, por exemplo, tecnologias de CCS ou mesmo a adoção de carbono price, incidindo um sobre custo ao CAPEX. Dificuldades de financiamento e necessidade de substituição/eficientização do parque térmico gerador também são importantes vetores que encerram por inibir a expansão.
- Neste contexto o gás natural passa a ser referência para a expansão de geração termelétrica. O preço do energético constitui o principal vetor para a expansão.
- O armazenamento se revela como alternativa de expansão, devido a capacidade de armazenamento de energia e de resposta rápida às flutuações entre oferta e demanda energia elétrica, características importantes em um sistema elétrico com maior participação de fontes renováveis com alta variabilidade.

3.3.1 Fontes e Tecnologias consideradas no PNE

Fontes Renováveis:

- ✓ Hidrelétrica (UHE e PCH).
- ✓ Biomassa (cana, cavaco, resíduos lenhosos, agrícolas, pecuários, urbanos; Tecnologias de condensação, gaseificação e biodigestão);
- ✓ Eólica (on shore e off shore);
- ✓ Solar (Fotovoltaica e Heliotérmica);
- ✓ Oceânica (ondas, correntes e pressão osmótica).
- ✓ Bio-CCS / Co-queima

Fontes Não Renováveis:

- ✓ Gás natural (CS e CC);
- ✓ Carvão (nacional, importado, Tecnologias de gaseificação e supercrítico);
- ✓ Nuclear;
- ✓ Diesel;
- ✓ Óleo combustível.

Armazenamento (UHR e Baterias)

4 ANEXOS

4.1 Custo nivelado

O custo nivelado de eletricidade (LCOE - Levelised Cost of Electricity) representa uma métrica bastante simples para comparar distintas tecnologias de geração. São parâmetros fundamentais para seu cálculo os custos de investimento, combustível, operação e manutenção (O&M), além da vida útil, fator de capacidade médio e taxa de desconto. Seu cálculo é definido pela seguinte equação (OECD/NEA/IEA, 2015):

$$C = \frac{\sum(Invest+O\&M+Combustível+Descomissionamento)*(1+tx)^t}{\sum MWh*(1+tx)^{-t}}$$

Onde C é o custo nivelado (dado em \$/MWh), tx é a taxa de desconto e MWh a produção média anual, definida com base num valor esperado de fator de capacidade. A soma se estende desde o início da construção até o fim da vida útil da tecnologia.

Apesar de ser bastante usado internacionalmente, em estudos e discussões de política energética, o custo nivelado não pode ser usado como critério de decisão para o planejamento da expansão de um sistema elétrico. O custo nivelado não captura todos os benefícios e custos que podem advir com a operação desta tecnologia integrada a um sistema elétrico, que geralmente e, principalmente no caso brasileiro, é composto por tecnologias de geração com distintas características operativas e um extenso e complexo sistema de transmissão. Na verdade, com a perspectiva de maior penetração de fontes renováveis intermitentes, existe atualmente uma preocupação no desenvolvimento de métodos mais adequados, capazes de ponderar os benefícios de cada tecnologia.

4.2 Quadro Resumo

Os dados apresentados nas seções anteriores estão sintetizados na Tabela 38, com o objetivo de facilitar uma análise comparativa dos custos das diversas fontes de geração consideradas nesse estudo.

Tabela 38. Síntese dos dados de projetos geradores usados nos estudos PNE 2050

Fonte de Geração	CAPEX Referência (US\$/kW)	CAPEX Utilizado (US\$/kW)	FC médio (%)	O&M Anual R\$/kW/ano	CVU (R\$/MWh)
UHE/PCH	1.800 a 4.800	Variável	55	26 / 100	-
Fotovoltaica (FV)	2500 a 950	1350/ 800	30	20/12	-
Heliotérmica (CSP)	3500 a 8000	5600 / 3100	41	70 / 47	-
Eólica onshore	1800 a 2000	1600 / 1200	40 / 47	100	-
Eólica offshore	2500 a 5000	3500/1880	50 / 60	210	-
Bagaçó (cana)	600 a 2000	1200	33	120	-
Floresta	1000 a 3000	1500	80	120	150 (floresta)
Gás Natural (CC)	700 a 1200	1000	90	170	260
Gás Natural (CS)	600 a 1000	800	60	270	400
Carvão Nacional	1900 a 2800	2050	69	100	85
Carvão Importado	800 a 3000	2300	69	100	140
Nuclear (adv)	2000 a 6500	5000	90	325	25
UHR	1000 a 2000	1500	-	60 / 100	-
Baterias	1200 a 2000	1500	-	60	-

Fonte: Elaboração Própria

4.3 Curva de Custos

A Figura 29 apresenta a curva de custos para as tecnologias que apresentam grande propensão de queda de custos ao longo do horizonte. Para as demais fontes foram considerados valores constantes no período do estudo.

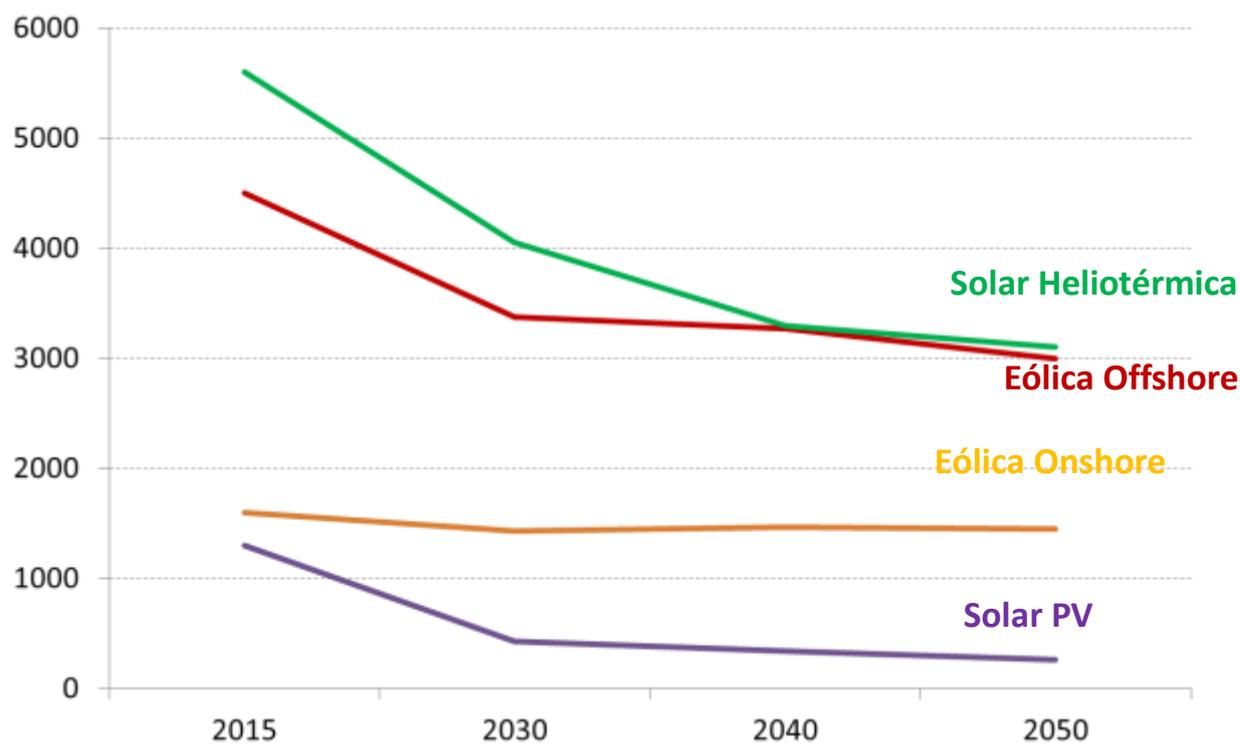


Figura 29. Curva de custos

Fonte: Elaboração Própria

5 REFERÊNCIAS

ABCM [Associação Brasileira do Carvão Mineral]. **Carvão, Reservas, Mercado e Produção**. Curso Carvão Mineral. Curso promovido pela SATC-Associação Beneficente da Indústria Carbonífera de Santa Catarina em Criciúma/SC. Novembro de 2015.

ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**, jun. 2012.

ARRIETA, F. R. P.; NASCIMENTO, M. A. R. D.; MAZURENKO, A. S. **Centrais Termelétricas de Ciclo Simples com Turbinas a Gás e de Ciclo Combinado**. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação**. Rio de Janeiro: Interciência, v. 2, 2004. Cap. 12, p. 1296.

BENEDITO. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. Dissertação de Mestrado—São Paulo, SP: Programa de Pós-graduação em Energia, USP, 2009.

BLACK & VEATCH CORPORATION. **Cost and Performance Data for Power Generation Technologies**. 2012. Preparado para National Renewable Energy Laboratory (NREL).

BP [British Petroleum]. **Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.

BRASIL ENERGIA. **Solar – Anuário 2018**. 2018

CARVALHO, P.; MESQUITA, P.; ROCIO, M. A rota metalúrgica de produção de silício grau solar: uma oportunidade para a indústria brasileira? **BNDES Setorial**, v. 40, p. 205-234, 2014.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. <<https://www.ccee.org.br>>.

DEANE, J. P. et al. **Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant**. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 4, p. 1293-1302, 2010.

EIA - U.S. Energy Information Administration. **Annual Energy Outlook 2018 with projections to 2050**. 2018. Apresentação disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2018.pdf> [a]

_____. **Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants**. 2016 [b]

_____. **Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants**. U.S. Energy Information Administration. Washington, DC 20585. 2013. [c]

_____. **U.S. Natural Gas Gross Withdrawals and Production**. **Independent Statistics & Analysis**, 2015. Disponível em: <http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dc_nus_mmcfc_a.htm>. [d]

EPE - Empresa De Pesquisa Energética. **Balanço Energético Nacional 2017: Ano base 2016** / Empresa de Pesquisa Energética. <<https://www.epe.gov.br>>. [a]

_____. Nota Técnica - Participação de Empreendimentos Eólicos nos Leilões de Energia no Brasil - Evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas. 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br>>. [b]

_____. Plano Nacional de Energia 2030. Brasília, 2007. Disponível em:<<http://www.epe.gov.br>> [c]

_____. Leilão de Energia de Reserva 2014 - Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral. Rio de Janeiro, RJ. 2014. [d]

_____. 2º Leilão de Energia de Reserva 2015 - Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral: Expansão da Geração. Rio de Janeiro, RJ. 2015. [e]

EPIA [European Photovoltaic Industry Association]. Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector - On the Road to Competitiveness. Bruxelas (Bélgica), 2011. [a]

_____. Global Market Outlook 2013-2017. Bruxelas (Bélgica), 2013. [b]

EWI [Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln]. Roadmap 2050 - a closer look. Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions. EWI, 2011. Disponível em:http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2011/Roadmap_2050_komplett_Endbericht_Web.pdf. Acesso em: 23/12/2014.

FICHTNER. **Technology Assessment of CSP Technologies for a Site Specific Project in South Africa - Final Report**The World Bank and ESMAP, , 2010.

FRAUNHOFER ISE. Photovoltaic Systems Generate Five Percent More Power than Expected. Freiburg, Germany: [s.n.].

FTHENAKIS, V. M. ; KIM, H.C. Photovoltaics : Life-cycle analyses. **Solar Energy**, v. 85, p. 1609-1628, 2011.

GALDINO, M. A. Análise de custos históricos de sistemas fotovoltaicos no Brasil. IV Congresso brasileiro de energia solar. Anais...2012. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/artigo/IV-CBENS/Artigo_custos_historicos_IVCBENS.pdf>.

GWEC. Global Wind Energy Outlook 2014. [s.l.] GWEC, 2014. Disponível em: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014_WEB.pdf>.

GTM RESEARCH. Solar Balance-of-System Costs Account for 68% of PV System Pricing: New GTM Report, 15 nov. 2012. Disponível em: <http://www.greentechmedia.com/articles/read/Solar-Balance-of-System-Accounts-for-68-of-PV-System-Pricing-New-GTM-Repo>

GEN IV - Generation IV International Forum. Disponível em: www.gen-4.org/gif/jcms/c_9260/public. 2018

HAYDT, G. *et al.* The relevance of the energy resource dynamics in the mid/long-term energy planning models. Renewable Energy, v. 36, n. 11, p. 3068-3074, nov. 2011.

IAEA [International Atomic Energy Agency]. **Technology Roadmaps - Nuclear Energy 2015 Edition**. 2015 Disponível em: <http://www.iaea.org/>. [a]

_____. **Nuclear Technology Review**. 2015 Disponível em: <http://www.iaea.org/>. [b]

_____. **Radioactive Waste Management Profiles**. May, 2008. [c]

_____. **Financial aspects of decommissioning**. November, 2005. [d]

IRENA - International Renewable Energy Agency. **Renewable energy technologies: cost analysis series**. Volume 1: Power Sector Issue 3/5 - Hydropower. June 2012 - <https://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/138178/hydropower.pdf>.

_____. **Technology Baseline 2017**. Disponível em: https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf.

_____. **Concentrating Solar Power - Technology Brief**, 2013. Disponível em: <https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP%20Tech%20Brief%20E10%20Concentrating%20Solar%20Power.pdf>

_____. **Renewable Power Generation Costs in 2014, 2015**.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Outlook for Offshore Energy to 2040**, Disponível em: <http://www.iea.org>, 2018. [a]

_____. **Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. Non-renewable Technologies (RE-COST)**. IEA Implementing Agreement on Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD). Madrid. 2013. [b]

_____. **Technology Roadmap Hydro Power**. Paris (França), 2012. Disponível em: <http://www.iea.org> [c]

_____. 2016. **Technology Roadmap - Energy Storage**. Paris (França), 2014. Disponível em: <http://www.iea.org> [d]

_____, 2014. **Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants**. Paris (França), 2014. Disponível em: https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf. [e]

_____. **Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. Non-renewable Technologies (RE-COST)**. IEA Implementing Agreement on Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD). Madrid. 2013. [f]

_____. **Gas-Fired Power**. **Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP)**. Paris. 2010b. **Technology Brief E02**. Disponível em: <www.etsap.org>. Acesso em: 29 jul. 2015. [g]

International Electrotechnical Commission. **IEC 61400-12-1. Wind Energy Generation Systems. Power performance measurements of electricity producing wind turbines**. 2017.

IRENA (2018), **Renewable Power Generation Costs in 2017**, International Renewable Energy Agency. [a]

_____. **Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series: Concentrating Solar Power**. Volume 1: Power Sector, issue 2/5. 2012. [b]

_____. **Concentrating Solar Power - Technology Brief**, 2013. Disponível em: <https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP%20Tech%20Brief%20E10%20Concentrating%20Solar%20Power.pdf> [c]

_____. **Renewable Power Generation Costs in 2014**, 2015. [d]

_____. **The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025**. 2016. [e]

KIM, S. J. W., KIM, E. S. Life cycle assessment of greenhouse gas emissions, water and land use for concentrated solar power plants with different energy backup systems. *Energy Policy*, v. 63, p. 935-950, 2013.

LORA, E. E. S.; MAZURENKO, A. S.; ARRIETA, F. R. P. **Operação e Manutenção**. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação**. Rio de Janeiro: Interciência, v. 2, 2004. Cap. 16, p. 1296.

MARINO, E. **Caldeiras para Queima de Diferentes Tipos de Biomassa**. Workshop “José Paulo Stuppiello”. Piracicaba/SP. 2 de outubro de 2013.

MARTINS, A. R. S. et al. **Introdução à Análise Econômico-Financeira de Centrais Termelétricas**. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. D. **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação**. Rio de Janeiro: Interciência, v. 2, 2004. Cap. 19, p. 1296. 2014

MEYER, R. **DNI Information for CSP Development. Part 3: Improving Knowledge during Project Development**. In: ISES WEBINAR. , 29 maio 2013.

MALAGUETA, D. et al. **Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system**. *Energy Policy*, v. 59, p. 198-212, ago. 2013.

MIT. **The Future of Solar Energy - And Interdisciplinary MIT Study**, 2015. Disponível em: <https://mitei.mit.edu/futureofsolar>

MONTENEGRO. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. Dissertação de Mestrado—Florianópolis, SC: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFSC, 2013.

MWH. **Pumped Storage and Wind Power Integration in the Pacific Northwest**. prepared for: U.S. Army Corps of Engineers Northwest Division Hydroelectric Design Center, Agosto de 2009. Disponível em: <<http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2011/07/PS-Wind-Integration-Final-Report-without-Exhibits-MWH-3.pdf>>. Acesso em: 27/11/2014.

NEI [Nuclear Energy Institute]. **Sítio contendo informações sobre energia nuclear**. Disponível em:< <http://www.nei.org> >.

_____. **Decommissioning Nuclear Power Plants**, 2016. Disponível em: <https://www.nei.org/resources/fact-sheets/decommissioning-nuclear-power-plants>

NEMET, G. F. Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. **Energy Policy**, v. 34, p. 3218-3232, 2006.

NERC. **Accommodating High Levels of Variable Generation**, 2009.

NREL. National Renewable Energy Laboratory. **Annual Technology Baseline**. 2017. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/>

MARTINS, A. R. S. et al. **Introdução à Análise Econômico-Financeira de Centrais Termelétricas**. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. D. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, v. 2, 2004. Cap. 19, p. 1296.

MAZURENKO, A. S.; TEIXEIRA, F. N. **Turbinas a Vapor**. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, v. 1, 2004. Cap. 5.

NEMET, G. F. **Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics**. **Energy Policy**, v. 34, n. 17, p. 3218-3232, nov. 2006.

OECD - Organization for Economic Co-Operation and Development, NEA - Nuclear Energy Agency, IEA - International Energy Agency. **Decommissioning Nuclear Power Plants - 2003**.

_____. **Projected Costs of Generating Electricity - 2010 Update**.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014.

REN21. **Renewables 2015 - Global Status Report**, 2015.

SHELLEY, S. **Buying a Gas Turbine : No Quick Pick**. Turbomachinery International, 2008.

STORE. **Development of Bulk Energy Storage & Natura 2000 - Deliverable 3.3**. Disponível em: http://www.store-project.eu/documents/results/en_GB/development-of-bulk-energy-storage-natura-2000.

TOLMASQUIM (Coordenador). **Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Interciência: CENERGIA, 2005.

TURKENBURG, W. C. **Renewable energy technologies**, In: World Energy Assessment, Ed:J.Goldemberg, Washington D.C., UNDP, pp: 220 - 272. 2000.

US-EIA - United States Energy Information Administration. **Official Energy Statistics from the U.S. Government**. Annual Energy Outlook 2017. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>.

VIANA, T. **Sistema fotovoltaico de 2 kWp integrado a edificação: análise do desempenho de 14 anos de operação**. In: IV CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR E V CONFERENCIA LATINO-AMERICANA DA ISES. São Paulo, SP: 2012

WEC - WORLD ENERGY COUNCIL. **World Energy Perspective : Cost of Energy Technologies**. London. 2013.

WINDEUROPE Conference 2017 - Apresentações. Disponível em: <https://windeurope.org/confex2017/>

WISER, R. et al. 2013 **Wind Technologies Market Report**. United States: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA (US), 15 ago. 2014. Disponível em: <<http://www.osti.gov/scitech/biblio/1163270>>.

WNA - World Nuclear Association. **The Economics of Nuclear Power**. Information Papers. Atualizado em julho/18. Disponível em: <<http://www.world-nuclear.org/info/Economic-Aspects/Economics-of-Nuclear-Power/>>. [a]

_____Sítio contendo informações sobre o mercado de urânio. Disponível em: <http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/>. [b]

WORLD BANK. **Development of Local Supply Chain: The Missing Link for Concentrated Solar Power Projects in India**. [s.l.] Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), 2013.